

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

CARGAS AMBIENTALES A LA ATMÓSFERA DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

**(Environmental Burdens to the Atmosphere from
Hydraulic Fracturing)**

Para acceder al Título de

Graduada en Ingeniería Química

Autor: Karen Lisseth Pereyra Díaz

TÍTULO	CARGAS AMBIENTALES A LA ATMÓSFERA DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA		
AUTOR	Karen Lisseth Pereyra Díaz		
DIRECTOR	José Antonio Fernández Ferreras		
TITULACIÓN	<i>Ingeniería Química</i>	FECHA	08/02/2019

PLABRAS CLAVE:

Fracking; Shale gas air pollution; Shale gas emission factors; Fracking emission factors; emission hydraulic fracturing.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

El fracking es la extracción no convencional de hidrocarburos como el Shale gas o gas de Esquisto, que se encuentra almacenado en la roca madre entre 2000 y 5000 metros de profundidad. Para ello, se lleva a cabo una perforación vertical y horizontal, a continuación, se inyecta a alta presión un fluido de fractura, formado por agua, aditivos químicos y propante (arena), generando fracturas y el aumento de la permeabilidad de la roca que permite la salida de los hidrocarburos.

Esta técnica se ha desarrollado en la última década como una solución al desabastecimiento de energía. Sin embargo, su ejecución genera emisiones atmosféricas de contaminantes y gases de efecto invernadero como dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno, debido entre otros al empleo de aditivos químicos, las pérdidas por fugas de los gases, la obtención de productos residuales que son mayormente mal gestionados y la quema de combustible de los equipos utilizados.

El objetivo de este trabajo es buscar los factores de emisión de la fracturación hidráulica y calcular las cargas ambientales que se generan en cada etapa de la técnica durante el primer año de desarrollo y durante una vida útil de veinticinco años.

RESULTADOS:

Como se observa en la figura 1, tanto para el primer año de vida del pozo como para los veinticinco años de vida útil, las mayores cargas ambientales que se generan son de dióxido de carbono, seguido de los óxidos de nitrógeno, las cargas de monóxido de

carbono y compuestos orgánicos volátiles son bastante similares, también son significativas las cargas de metano las cuales aumentan durante la vida útil del pozo.

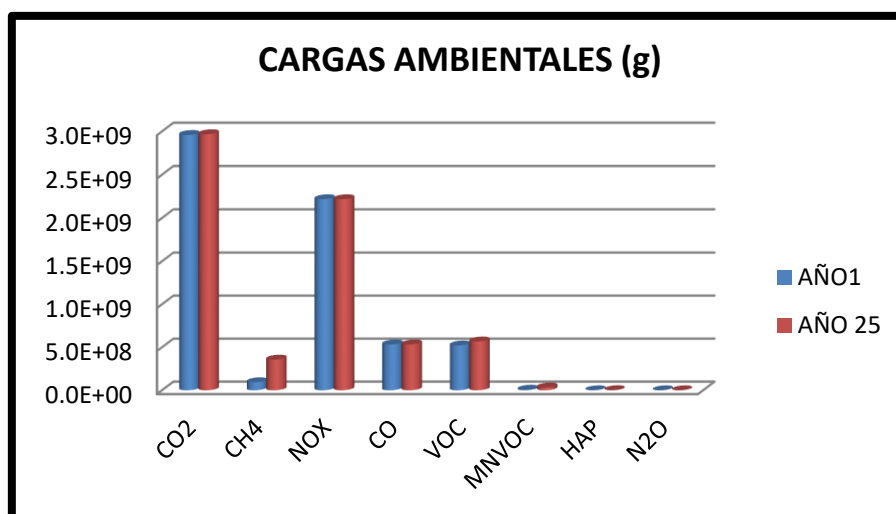


Figura 1. Cargas ambientales durante el año 1 y el año 25 de la vida del pozo.

CONCLUSIONES:

Las cargas ambientales generadas durante el primer año se deben sobre todo a la ejecución de las primeras etapas de la fracturación hidráulica, debido al empleo de plataformas de perforación, bombas de fracturación y demás equipos que funcionan con combustible.

Y las cargas a lo largo de la vida útil del pozo (25 años) se deben a que hay más equipos accionados con combustible y también a las fugas generadas a través de algunos dispositivos como válvulas, bridas y conectores.

BIBLIOGRAFÍA:

- [1] Álvarez Pelegry, E y Suárez Díez, C. (2016). *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Madrid: Marcial Pons
- [2] CARBAJO, A., et al. Documento Inicial. Sondeo Exploratorio Luena Profundo -1. *United Research Services S.L. (URS)*, 2013.

TÍTULO	ENVIRONMENTAL BURDENS TO THE ATMOSPHERE FROM HYDRAULIC FRACTURING		
AUTOR	Karen Lisseth Pereyra Díaz		
DIRECTOR	José Antonio Fernández Ferreras		
TITULACIÓN	<i>Ingeniería Química</i>	FECHA	08/02/2019

KEYWORDS:

Fracking; Shale gas air pollution; Shale gas emission factors; Fracking emission factors; emission hydraulic fracturing.

SCOPE:

Fracking is the unconventional extraction of hydrocarbons such as shale gas, stored in the bedrock between 2000 and 5000 meters deep. For this purpose, a vertical and horizontal drilling is carried out, and then a fracture fluid, formed by water, chemical additives and propane (sand), is injected at high pressure, generating fractures and increasing the permeability of the rock that allows the output of hydrocarbons.

This technique has been developed in the last decade as a solution to the shortage of energy. However, its execution generates atmospheric emissions of pollutants and greenhouse gases such as carbon dioxide, methane, nitrogen oxides, due to, among others the use of chemical additives, losses due to gas leaks, obtaining residual products that are not correctly managed, and burning fuel from the diesel engines.

The objective of this work is to research for emission factors of hydraulic fracturing and calculate the environmental burdens that are generated at each stage of the technique during the first year of development and during its life-cycle (25 years).

RESULTS:

As shown in figure 1, both for the first year of life of the well and for the twenty-five years of life-cycle, the greatest environmental burdens are generated by carbon dioxide, followed by nitrogen oxides, the burdens of carbon monoxide and volatile organic compounds are quite similar; there are significant methane burdens which increase during life-cycle of the well.

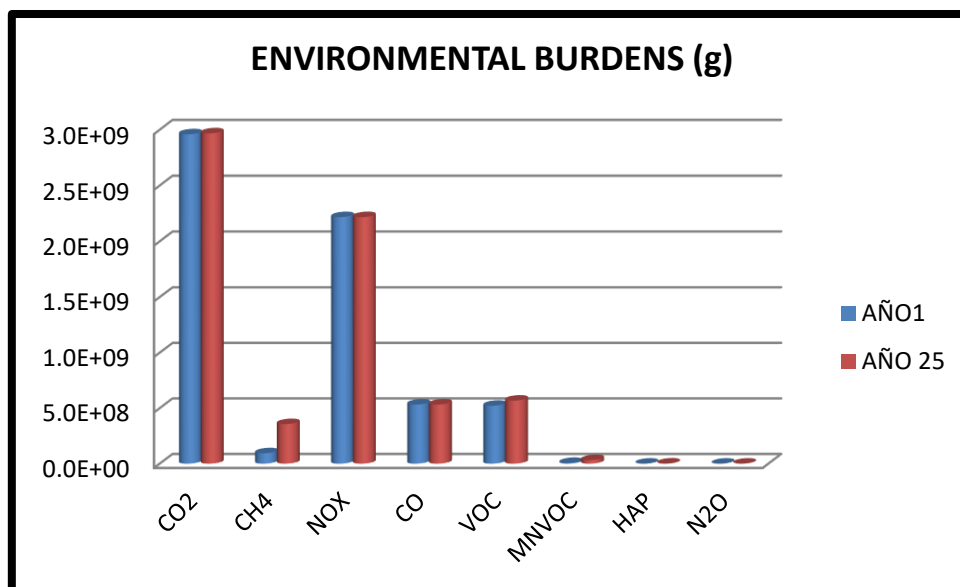


Figure 2. Environmental burdens during year 1 and year 25 of the life of the well.

CONCLUSIONS:

The environmental burdens generated during the first year are mainly due to the execution of the first stages of hydraulic fracturing: use of drilling platforms, fracturing pumps and other equipment that work with fuel.

The burdens throughout the useful life of the well (25 years) are due to the fact that there are more equipment powered with fuel and also to the leaks from some devices such as valves, flanges and connectors.

REFERENCES:

- [1] Álvarez Pelegry, E y Suárez Díez, C. (2016). *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Madrid: Marcial Pons
- [2] CARBAJO, A., et al. Documento Inicial. Sondeo Exploratorio Luena Profundo -1. *United Research Services S.L. (URS)*, 2013.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	7
ÍNDICE DE TABLAS.....	8
1. PLANTEAMIENTO.	10
1.1 Que es la Fracturación Hidráulica	14
1.2 Objetivo.....	16
2. METODOLOGÍA.....	17
3. DESARROLLO.	17
3.1 Afección a la Contaminación Atmosférica.....	17
3.1.1 Etapas de la Fracturación Hidráulica.	18
3.1.2 Contaminantes y Factores de Emisión por Etapas.	26
3.1.3 Cargas Ambientales a la Atmósfera.....	43
3.2 Afección al Cambio Climático.	55
3.2.1 Gases de Efecto Invernadero (cálculo de CO _{2e}).....	55
4. CONCLUSIONES	59
5. BIBLIOGRAFÍA	62
6. NOMENCLATURA DE UNIDADES	65
7. ANEXOS	66
ANEXO I.....	66
ANEXO II.....	67
ANEXO III	73

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1. Tipos de gases en yacimientos no convencionales. (Fuente: [8])
- Figura 2. Reservas de Shale gas en el mundo
- Figura 3. Países que han firmado el Acuerdo de París.
- Figura 4. Formaciones geológicas de gas. (Fuente: [14])
- Figura 5. Esquema de las etapas de fracking.
- Figura 6. Etapas de la fracturación hidráulica. (Fuente: [2])
- Figura 7. Plataforma de perforación y equipos empleados en el fracking.
- Figura 8. Circulación de lodos. (Fuente: [3])
- Figura 9. Estructura del casing. (Fuente: [3])
- Figura 10. Actuación del fluido de fractura. (Fuente: [3])
- Figura 11. Fracturas verticales con disparos. [6]
- Figura 12. Composición del fluido de fractura
- Figura 13. Christmas tree (árbol de navidad). (Fuente: [3])
- Figura 14. Emisiones contaminantes al aire, agua y suelo (NORM). (Fuente: [21])
- Figura 15. Esquema de las etapas de fracking.
- Figura 16. Tanque de condensado. (Fuente: [2])
- Figura 17. Esquema de sistema de reducción de emisiones atmosféricas. (Fuente: [1])
- Figura 18. Curva decreciente de la producción de gas. (Fuente: [13])
- Figura 19. Cargas Ambientales durante el año 1.
- Figura 20. Cargas Ambientales durante los 25 años de vida del pozo.
- Figura 21. Esquema de las etapas de fracking.
- Figura 22. Cargas Ambientales de Metano (CH_4), año 25.
- Figura 23. Cargas Ambientales de Dióxido de Carbono (CO_2), año 25.
- Figura 24. Cargas Ambientales de Óxidos de Nitrógeno (NO_x), año 25.
- Figura 25. Cargas Ambientales de Monóxido de Carbono (CO), año 25.
- Figura 26. Cargas Ambientales de Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC), año 25.
- Figura 27. Cargas Ambientales de Compuestos Orgánicos no Metánicos (NMVOC), año 25.
- Figura 28. Cargas Ambientales de Contaminantes Peligrosos del Aire (HAP), año 25.

Figura 30. Comparación de las emisiones de dióxido de carbono equivalente en Cantabria.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Factores de emisión en la perforación. (Fuente: [1])

Tabla 2. Factores de emisión en la perforación. (Fuente: [4])

Tabla 3. Factores de emisión para motores industriales diésel y gasolina no controlados. (Fuente: [24])

Tabla 4. Factores de emisión en la fracturación. (Fuente: [1])

Tabla 5. Factores de emisión en la fracturación. (Fuente: [4])

Tabla 6. Factores de emisión en el venteo. (c-fuente: [15])

Tabla 7. Factores de emisión en la quema en antorcha. (c-fuente: [15])

Tabla 8. Factores de emisión en la quema en antorcha. (b-fuente: [1])

Tabla 9. Factores de emisión en la producción. (a-fuente: [28], c-fuente: [15], d-fuente: [33])

Tabla 10. Factores de emisión en la producción. (b-fuente: [1], e-fuente: [2])

Tabla 11. Factores de emisión en el procesado. (a-fuente: [28], d-fuente: [33], e-fuente: [2])

Tabla 12. Factores de emisión en el transporte. (e-fuente: [2])

Tabla 13. Factores de emisión en gramos/pies cúbicos (g/cf).

Tabla 14. Cargas Ambientales en gramos.

Tabla 15. Cargas Ambientales en gramos.

Tabla 16. Valores de GWP para CO₂, CH₄ y N₂O. (Fuente: [26])

Tabla 17. Equivalencia de unidades.

Tabla 18. Aditivos químicos usados en el fluido de fractura.

Tabla 19. Fuentes de gua y tipos de propante para el fluido de fractura.

Tabla 20. Componentes presentes en el fluido de retorno. (Fuente: [29])

Tabla 21. Cantidad de radio en el fluido de retorno. (Fuente: [29])

Tabla 22. Factores de emisión y datos de la perforación. (Fuente: [1])

Tabla 23. Cargas ambientales calculados para la perforación.

Tabla 24. Datos obtenidos para el cálculo de los factores de emisión. (Fuente: [2])

Tabla 25. Factores de emisión para motores industriales diésel no controlados.
(Fuente: [24])

Tabla 26. Factores de emisión obtenidos a partir de las tablas anteriores.

Tabla 27. Factores de emisión y datos de la fracturación. (Fuente: [1])

Tabla 28. Cargas ambientales calculados para la fracturación.

Tabla 29. Datos obtenidos para el cálculo de los factores de emisión. (Fuente: [2])

Tabla 30. Factores de emisión para motores industriales diésel no controlados.
(Fuente: [24])

Tabla 31. Factores de emisión obtenidos a partir de las tablas anteriores.

Tabla 32. Tabla resumen de las cargas ambientales calculadas para la perforación y fracturación.

Tabla 33. Factores de emisión en todas las etapas de fracking.

Tabla 34. Factores de emisión en todas las etapas de fracking.

Tabla 35. Cálculo del dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) en un pozo.

1. PLANTEAMIENTO.

Las principales fuentes de energías no renovables o convencionales son los combustibles fósiles, el carbón, el petróleo, el gas natural y la energía nuclear, que proporcionan la energía necesaria para el consumo industrial y doméstico. El aumento de la población y la consecuente demanda de energía, junto a las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero que se generan, llevan a buscar soluciones que satisfagan estos problemas. Una solución que se ha ido desarrollando en la última década es la producción de gas no convencional mediante la técnica de fracturación hidráulica o fracking. [30] [31].

Como se describe en la imagen, los yacimientos no convencionales son de cuatro tipos, estos se diferencian en la forma de almacenamiento del gas y la permeabilidad relacionada con la porosidad de la roca. [8]

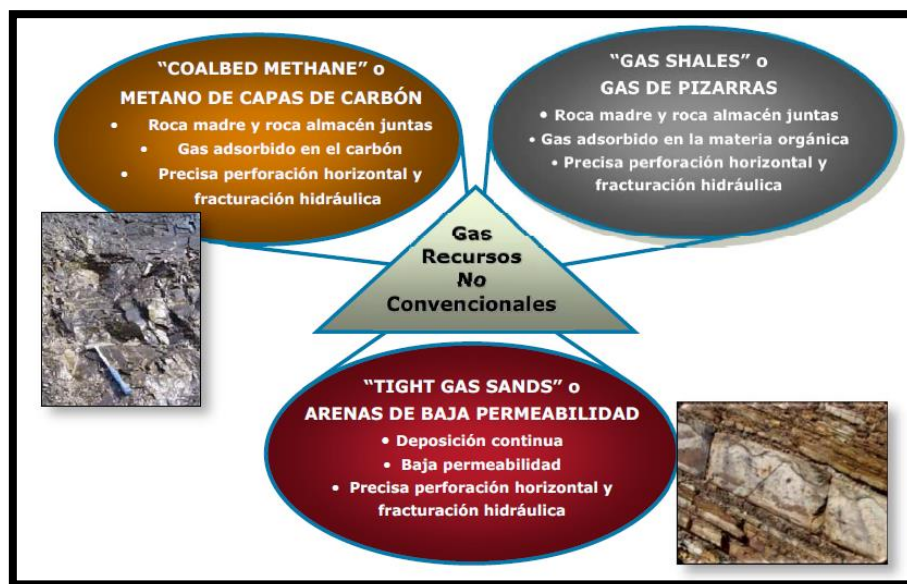


Figura 3. Tipos de gases en yacimientos no convencionales. (Fuente: [8])

El Shale gas o gas de Pizarra, es una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, se compone en mayor proporción de gas metano y cantidades variables de butano, etano, propano y otros gases. Se emplea a nivel mundial en el sector industrial, petróleo, generación de electricidad, residencial, transporte y servicios.

En el año 1821 en New York, EEUU, por primera vez se llevó a cabo la fracturación hidráulica [30], sin embargo, no fue hasta la década de 1940 cuando se empieza a producir, impulsado por el alto precio del petróleo y el declive de las reservas.

A partir del año 2002, la mejora en tecnología permitió el desarrollo comercial con la combinación de perforación horizontal y fracturación hidráulica, ocasionando un beneficio energético y económico para países pioneros como Estados Unidos. Sin embargo, sólo se ha solucionado el problema de desabastecimiento, ya que, los daños y riesgos para el medio ambiente y la salud continúan, debido a las emisiones, a los riesgos del empleo de aditivos químicos, a riesgos sísmicos y la ocupación del terreno.

Aunque muchos estudios demuestren su inviabilidad técnica, económica y potenciales riesgos ambientales y sociales; gobiernos de diferentes países apuestan por el fracking, siendo un claro ejemplo Estados Unidos, donde se encuentran la mayor cantidad de yacimientos no convencionales en explotación. China, es el país con mayores reservas.

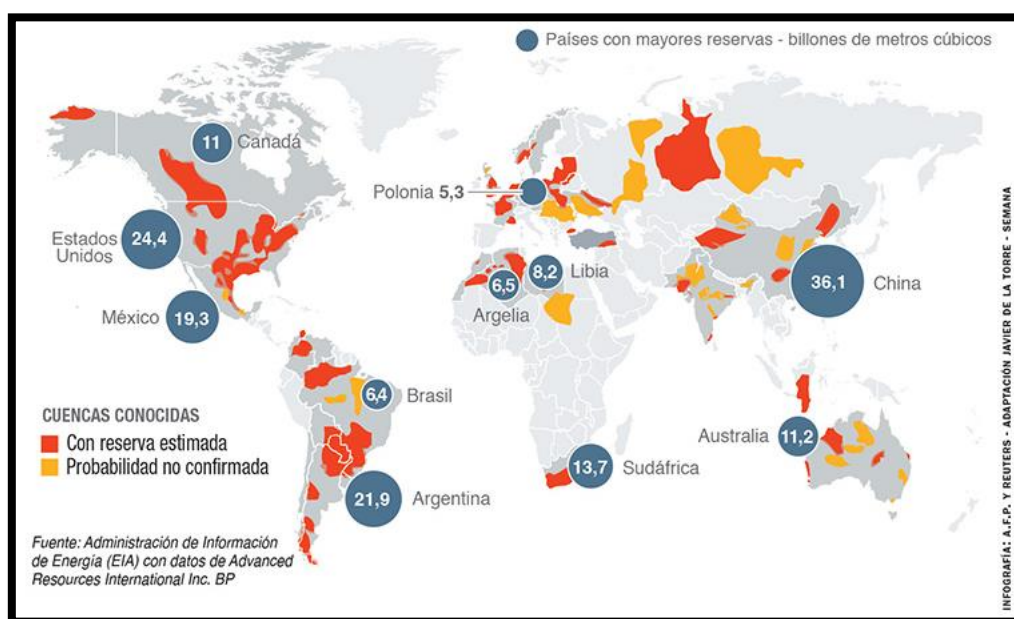


Figura 4. Reservas de Shale gas en el mundo ¹

¹ Figura recuperada de:
https://static.iris.net.co/semana/upload/images/2013/10/12/360909_182440_1.jpg

Por otra parte, países líderes en la protección medioambiental y con el objetivo de cumplir el Acuerdo de París, han impedido la ejecución de dicha técnica con base al principio de precaución. Estos países son: Francia, Holanda, Luxemburgo o la República Checa; otros como Alemania y Austria dan marcha atrás y prohíben la técnica.

En el caso de España, la cuenca Vasco Cantábrica es la que tiene las mayores reservas de Shale gas. La prohibición de la técnica ha sido establecida por las comunidades autónomas; siendo Cantabria una de las primeras en establecer una ley en contra, seguida de Navarra y Cataluña. Por otro lado, en comunidades como el País Vasco aún con la disconformidad de la ciudadanía y de algunas organizaciones, se conceden permisos de investigación. [5]

La técnica de fracking, presenta mucha controversia debido sobre todo a la falta de conocimiento real de los aditivos químicos empleados y la gestión de los residuos generados. Además, la falta de compromiso de algunas empresas con el medio ambiente y la salud, crean posturas a favor y en contra. Estudios [19] [23] demuestran que algunos autores defienden que el impacto ocasionado es mayor que el gas convencional, otros afirman que el Shale gas no genera mayores impactos ambientales que los procesos convencionales, incluso dicen que la técnica es más beneficioso que el carbón y con el empleo de nuevas tecnologías se puede minimizar los impactos.

En 2015, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático llevó a cabo una conferencia en Francia, en la que se constituyó el Acuerdo de París dirigido a reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático.

El Acuerdo de París tiene como objetivo [18]:

“Evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca, además, promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.

Reconocer la necesidad de que las emisiones globales toquen techo lo antes posible, asumiendo que esta tarea llevará más tiempo para los países en desarrollo.

En cuanto a la reducción de emisiones a medio y largo plazo, se establece la necesidad de conseguir la neutralidad de las emisiones, es decir, un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de gases de efecto invernadero en la segunda mitad de siglo”.

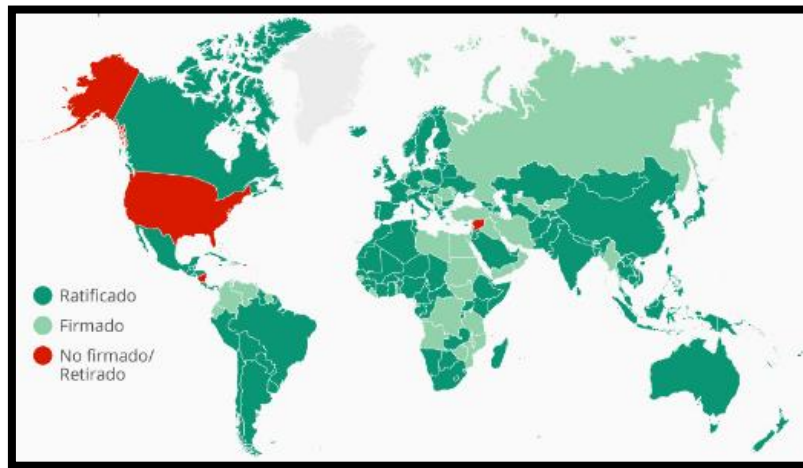


Figura 5. Países que han firmado el Acuerdo de París.²

Algunos objetivos a nivel europeo, basados en la decisión de esfuerzo compartido, son:

Para el año 2030 [12]: *“Reducir un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero, respecto a los niveles de 1990. Y aumentar el uso de las energías renovables hasta una cuota del 27% de total del consumo energético. Aumentar la eficiencia energética para alcanzar el 27% de ahorro respecto a un escenario tendencial (aunque esta cifra es meramente indicativa)”.*

Para el año 2050 [12]: *“El objetivo a largo plazo es reducir las emisiones en al menos un 80% de aquí a 2050, para ello, es necesario un avance continuo para que la transición a una economía hipocarbónica se haga realidad. En el contexto de la transición a una energía limpia, habrá que aplicar nuevas políticas y medidas para reducir las emisiones de los Estados miembros”.*

En el ámbito nacional, la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia trabaja para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y también para aumentar las absorciones (mitigación).

² Figura recuperada de <https://www.evwind.com/2017/06/02/los-grupos-ecologistas-piden-a-rajoy-que-lidere-la-lucha-contra-el-cambio-climatico/>

Algunas de las iniciativas son [18]:

- *Proyectos Clima del Fondo de Carbono para una Economía Sostenible*, dirigido a los sectores difusos.
- *Registro de Huella de Carbono*, se calcula la huella de carbono de las empresas que luchan contra el cambio climático y se lleva a cabo un plan de reducción.
- *Plan PIMA Sol*, para el sector hostelero y promueve la rehabilitación energética.

Cantabria tuvo un periodo creciente de emisiones de gases de efecto invernadero entre 1990 (año base) y 2007, sin embargo, para el año 2015 descendieron dando unas emisiones de 5748 kt de dióxido de carbono equivalente [12]. La variedad de los ecosistemas y del sector industrial, elevan el reto para combatir el aumento del cambio climático.

La Estrategia Cántabra de Acción frente al Cambio Climático, basada en la participación, establece los principales objetivos de la estrategia, algunos son [12]:

“Mitigar los efectos del cambio climático, mediante la reducción de las emisiones de GEI en Cantabria, de acuerdo con la Hoja de Ruta de una Economía Hipocarbónica en Europa, y los compromisos contraídos en el acuerdo de París (COP21).

Para ello, Cantabria se corresponsabiliza con la consecución de los objetivos de reducción del 26% de España en el 2030 de las emisiones de GEI de los sectores difusos respecto al año 2005.

Así mismo, Cantabria se corresponsabiliza en la consecución del objetivo de reducción del 80% de las emisiones de GEI en Europa en el año 2050, mediante el fomento de una economía más respetuosa con el clima y con menor consumo de energía”.

1.1 Que es la Fracturación Hidráulica

Los hidrocarburos se generan a partir de la descomposición de la materia animal y vegetal, conocida como materia orgánica, que se ha ido acumulando hace millones de años en rocas sedimentarias como por ejemplo la lutita y que actúa como roca madre. Con el paso del tiempo la materia orgánica alcanza mayores profundidades y el

aumento de presión y temperatura propician la descomposición y su transformación en hidrocarburos. Es decir, que las cadenas largas de las moléculas orgánicas se rompen y forman compuestos de menor peso dando lugar a la separación de los productos volátiles y productos líquidos.

La diferencia entre los hidrocarburos convencionales y no convencionales es que en los primeros la porosidad y permeabilidad de la roca permiten que los hidrocarburos migren de la roca madre a la roca almacén donde permanecen y forman un yacimiento convencional de fácil extracción; al contrario de estos, los hidrocarburos no convencionales se forman y permanecen en la roca madre, debido a su baja permeabilidad el gas no puede migrar a otras rocas y su extracción es más difícil siendo necesario aplicar técnicas complementarias como el fracking.

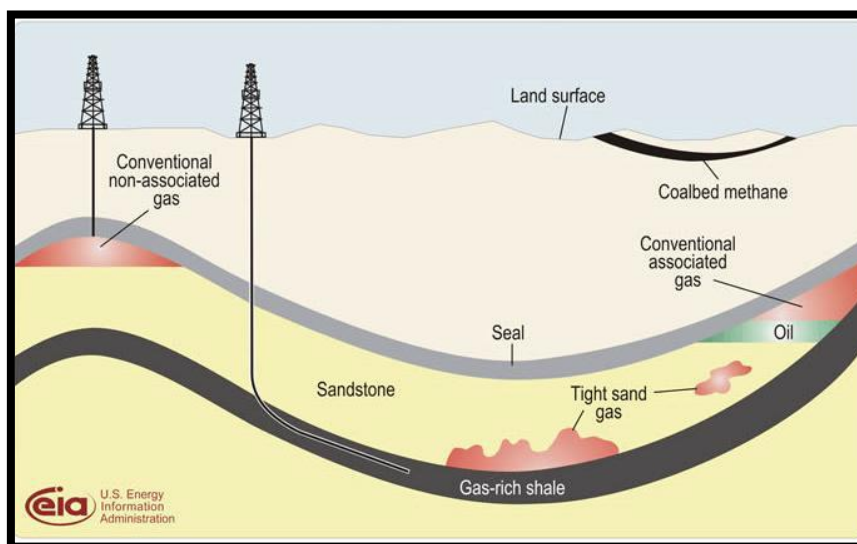


Figura 6. Formaciones geológicas de gas. (Fuente: [14])

La fracturación hidráulica es la extracción no convencional de hidrocarburos como el Shale gas, llamado en español gas de Esquisto, gas de Pizarra o gas de Lutita, que se encuentra en la roca madre; para su extracción se emplea la técnica combinada de perforación vertical y horizontal, consiste en perforar verticalmente entre 2000 y 5000 metros de profundidad seguido de una perforación horizontal pudiendo llegar aproximadamente hasta los 4000 metros.

Luego se inyecta a alta presión una mezcla presurizada de agua, arena y aditivos químicos que ocasionan fracturas de pequeño diámetro en la roca, debido a que la presión de inyección es superior a la de absorción o de rotura de la formación. La arena actúa como agente de sostenimiento no permitiendo la unión de la roca y dejando las fisuras abiertas para la salida del gas. Formadas las fracturas, cesa la inyección de la mezcla y aproximadamente el 20% del fluido regresa a la superficie con el nombre de “flowback”, el cual se puede reutilizar o desechar. Finalmente se produce la extracción del gas, que es recolectado, almacenado y distribuido en plantas.

Cada pozo puede tener décadas de vida útil pudiendo llegar hasta los 35 años o 40 años con una producción decreciente cada año.

1.2 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es conocer las emisiones atmosféricas que se generan con la técnica de fracturación hidráulica mediante una búsqueda bibliográfica de diversos artículos y estudios científicos relacionados con la extracción no convencional del gas.

A partir de los datos encontrados determinar las cargas ambientales emitidas a la atmósfera que se producen en las distintas etapas llevadas a cabo en el proceso de fracturación hidráulica para la obtención de Shale gas.

Para ello:

1. Se realizará búsqueda bibliográfica para determinar los factores de emisión y contaminantes de cada etapa.
2. Se propondrán valores medios de los factores de emisión con los que se calcularán las cargas.
3. En base a la producción media de un pozo se calcularán los gramos emitidos por contaminante (cargas ambientales).
4. Se estudiará la afección al cambio climático de la fracturación hidráulica.

2. METODOLOGÍA.

Mediante una serie de palabras clave se realiza una búsqueda bibliográfica en las bases de datos, siendo SCOPUS y Google Académico los buscadores que más se han empleado. También se han encontrado documentos de utilidad en internet.

- SCOPUS: revistas y artículos científicos, libros, actas de conferencia.
- Google Académico: artículos, tesis, libros, documentos académicos.

Las palabras clave utilizadas han sido: *Fracking, Shale gas air pollution, Shale gas emission factors, Fracking emission factors, emission hydraulic fracturing.*

Otro criterio para la búsqueda es la antigüedad de los artículos, documentos o libros, en este caso se ha utilizado publicaciones a partir del año 2012 hasta la actualidad. Finalmente, se llevó a cabo un análisis de los artículos o documentos encontrados que contenían la información necesaria para el desarrollo del trabajo.

3. DESARROLLO.

3.1 Afección a la Contaminación Atmosférica.

La técnica de fracking, es un proceso de obtención de hidrocarburos en yacimientos con baja permeabilidad generalmente inferior a 0,1mD (milidarcy). [21]

La ejecución de la técnica presenta riesgos de emisión de contaminantes, por el empleo de aditivos químicos y la generación de productos residuales peligrosos para el ambiente atmosférico. Los contaminantes emitidos varían dependiendo de la velocidad, la temperatura y factores meteorológicos como la dirección y velocidad del viento que esparcen los contaminantes. Además, el orden de magnitud de las emisiones puede variar por las características del reservorio, la naturaleza del gas y los líquidos producidos.

Aunque en los últimos años las tecnologías han avanzado positivamente, estas pueden presentar riesgos de fugas de los gases que se extraen. Asimismo, el uso de los equipos en el proceso puede generar emisiones contaminantes por quema de combustibles.

3.1.1 Etapas de la Fracturación Hidráulica.

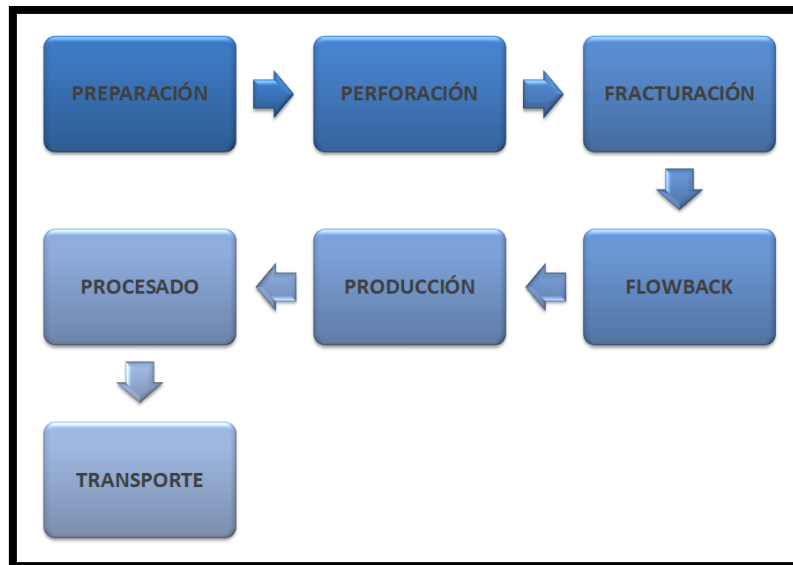


Figura 7. Esquema de las etapas de fracking.

A continuación, se muestra un esquema representativo con algunas etapas.

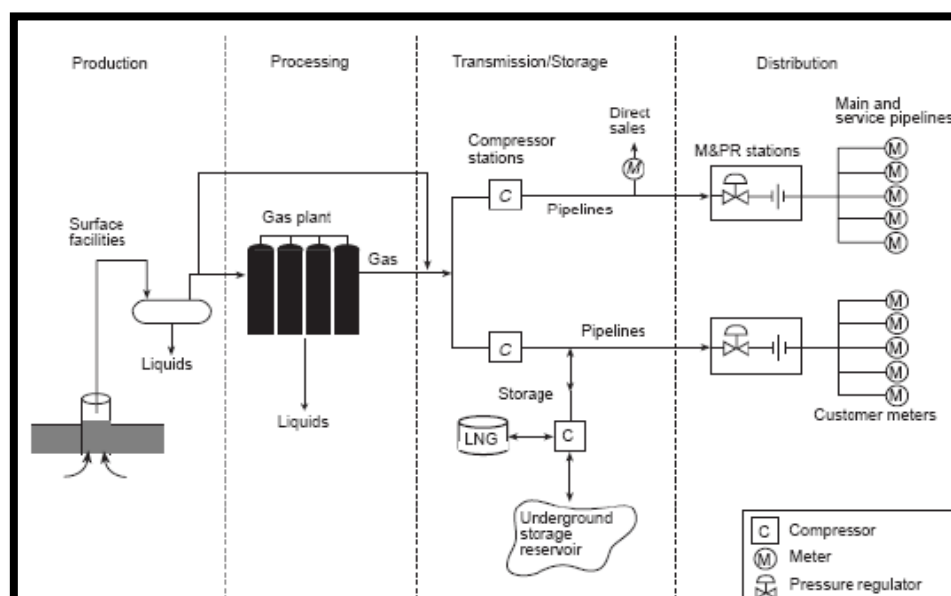


Figura 8. Etapas de la fracturación hidráulica. (Fuente: [2])

➤ ETAPA DE PREPARACIÓN

Es el proceso de selección del terreno, en el que se localiza el área dependiendo de factores como la topografía, el número de pozos que se van a perforar y los equipos necesarios para la ejecución de la técnica.

Se prepara la zona despejando y nivelando el terreno para instalar los equipos y se construyen accesos para la maquinaria y camiones; tras realizar un estudio detallado del yacimiento se elabora el diseño del pozo y los trabajos de preparación del emplazamiento, así como la construcción de la plataforma del pozo. El tiempo de preparación es entre cuatro y seis semanas.

Con un programa anticollisiones se tiene en cuenta la trayectoria del pozo y se evita de esta forma colisiones con posibles pozos cercanos.

➤ ETAPA DE PERFORACIÓN

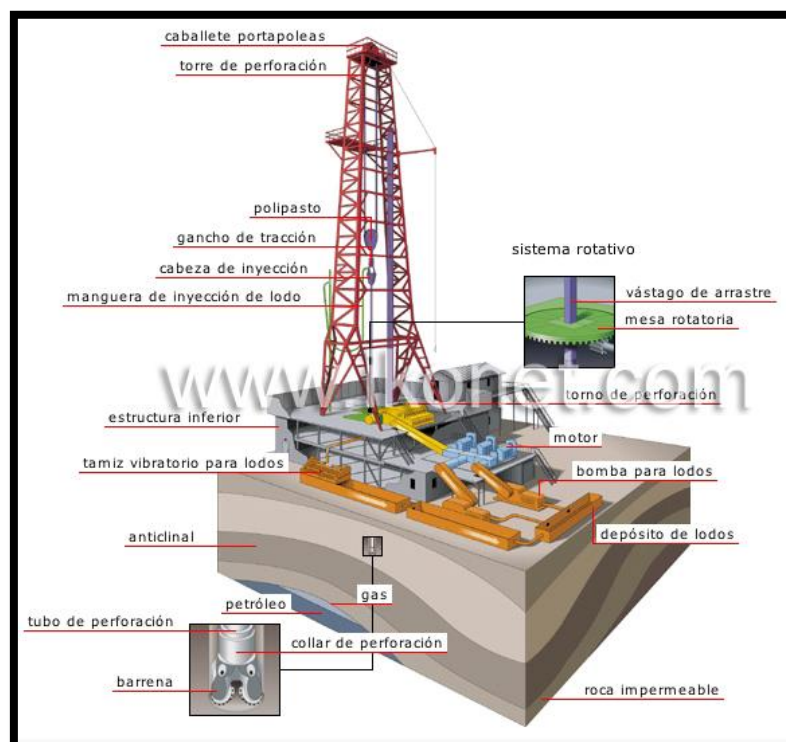


Figura 9. Plataforma de perforación y equipos empleados en el fracking.³

³ Figura recuperada de: <http://www.ikonet.com/es/diccionariovisual/energia/energia-geotermica-y-fosil/petroleo/torre-de-perforacion.php>

Se instala el sistema de perforación que consta de una subestructura y una torre que soportan la sarta de perforación. La sarta de perforación, que rota accionada por un motor rotativo, lleva sujeta mediante un equipo de izado una broca en su parte inferior que rompe la roca y escava. Circula simultáneamente a través de ésta el lodo de perforación, que ingresa a alta presión y expulsa a la superficie los ripios o fragmentos de roca.

Este lodo es una mezcla de agua con arcilla y aditivos químicos que mantienen el ripio en suspensión gracias a sus propiedades de viscosidad y densidad, además reduce la fricción y el desgaste y ejerce presión para evitar que se hunda el pozo [20]. El lodo regresa al tanque a través de la línea de circulación de retorno de lodos, pasa por el equipo de limpieza al tanque de succión y nuevamente es bombeado a través del taladro al pozo. Mediante el equipo de izado se extrae la sarta de perforación y se sustituye la broca por un tubo para formar la tubería de revestimiento.

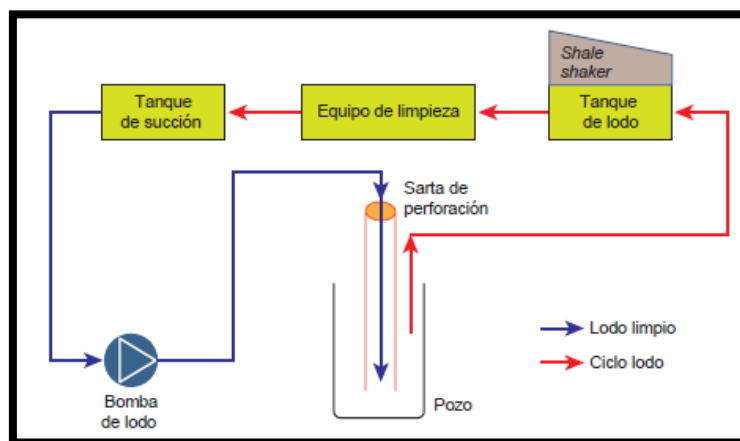


Figura 10. Circulación de lodos. (Fuente: [3])

El tiempo necesario para llevar a cabo las fases de perforación vertical, cementado del orificio, casing y perforación horizontal es entre cuatro a cinco semanas. [1]

Perforado el pozo verticalmente hasta el kickoff point (KOP) (zona de desviación), se lleva a cabo la desviación de la trayectoria de la sarta de perforación para realizar la perforación horizontal. Mediante distintos sistemas se puede modificar el ángulo de inclinación: sistema de cuñas desviadoras, motores de fondo direccionales, desviación por chorros y el más actual sistema rotativo direccional RSS (Rotary Steerable

Systems). Este último produce la desviación mediante el contacto con la pared y además con algunas versiones se puede hacer la perforación vertical y horizontal. [11]

Finalmente, se instala un cabezal de pozo y se realizan pruebas de presión.

➤ **ETAPA DE FRACTURACIÓN**

Una vez que el pozo se perfora y limpia mediante el sistema de circulación de lodos se pasa a la construcción del casing, con la finalidad de proteger algunas zonas de la contaminación por fugas y proporcionar al pozo integridad y capacidad necesaria para resistir a las presiones. Para el diseño se debe tener en cuenta factores como: la corrosión y erosión, la resistencia a la tensión y la presión máxima que puede soportar, por ello, se recomienda el uso de tuberías de acero inoxidable.

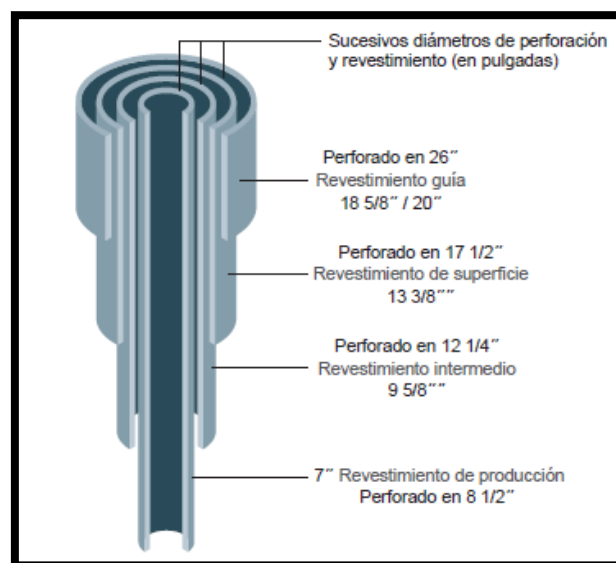


Figura 11. Estructura del casing. (Fuente: [3])

El casing está formado por revestimientos de distinto diámetro y longitud. El número de revestimientos depende de la formación, la longitud y las presiones en el pozo.

Para la construcción se perfora con una broca entre 20 m y 30 m de profundidad a través de la tubería guía y se introduce el revestimiento conductor o guía, que es el de mayor diámetro, quedando un espacio anular entre el revestimiento y la pared del

pozo que se cementa para dar al pozo estabilidad y soporte. A continuación, se instala el revestimiento de superficie cuya profundidad es variable pudiendo llegar hasta los 1000 m, evitando la contaminación de los acuíferos. Seguido se instala el revestimiento intermedio hasta una distancia por encima del kickoff point (KOP), en este caso se pueden instalar dos revestimientos si fuese necesario. Por último, se instala el revestimiento de producción quedando cubierta la curva y la zona horizontal, este revestimiento es probablemente el que más esfuerzos soporta. Al igual que se cementa el primer revestimiento se hacen también los siguientes.

Finalizada la construcción del casing, se pasa a realizar las fracturas del revestimiento en la zona horizontal para establecer un contacto entre el pozo y los hidrocarburos, para ello, se emplea cargas explosivas accionadas con un detonador eléctrico.

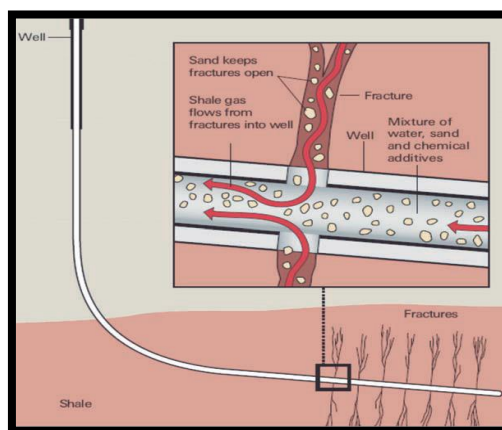


Figura 12. Actuación del fluido de fractura. (Fuente: [3])

Posteriormente, se bombea una mezcla de agua y aditivos químicos a presiones de aproximadamente 10000 psi (700 bar) pudiendo llegar hasta 20000 psi (1400 bar), son presiones superiores a la de rotura de la formación, haciendo que las rocas de baja permeabilidad se abran y por consiguiente los hidrocarburos puedan fluir hacia el pozo; para mantener la permeabilidad de la roca se bombea junto a la mezcla un agente sostén o propante, siendo la arena el más utilizado, de esta manera las rocas no se cierran por la presión de las rocas suprayacente al retirar la mezcla.

La duración de esta etapa es de aproximadamente dos o tres semanas.

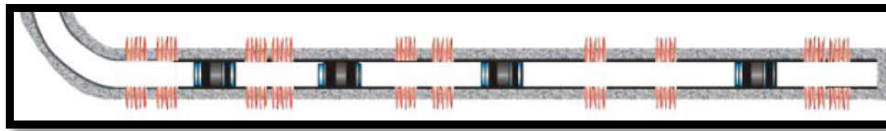


Figura 13. Fracturas verticales con disparos. [6]

En la mayoría de las formaciones se realiza estas fracturas en diferentes zonas para abarcar la mayor cantidad de yacimiento posible, por ello, se lleva a cabo en fases realizando el proceso descrito y usando un tapón.

El fluido de fractura está compuesto de agua, agente sostén que puede ser artificial o natural y aditivos químicos, los cuales generan más riesgo de contaminación; algunas de sus funciones son: reducir la fricción, impedir la formación de las bacterias, limpiar el pozo y mejorar el rendimiento del fluido de fractura. (Anexo I)

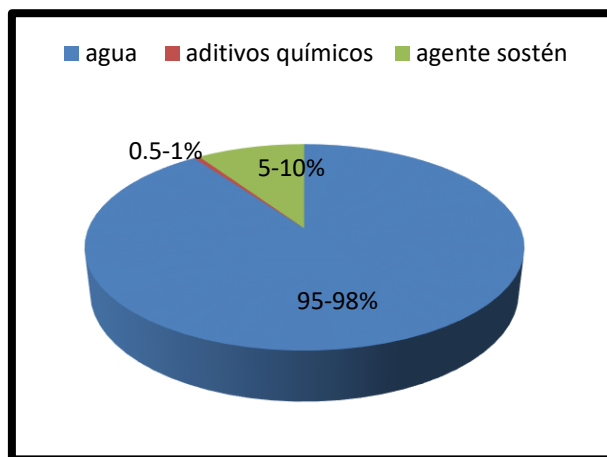


Figura 14. Composición del fluido de fractura

➤ **ETAPA DE RETORNO DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN O FLOWBACK**

El fluido de fractura que se introduce en el pozo, regresa a la superficie con el nombre de fluido de retorno o flowback, debido a la presión interna de la formación geológica y en una proporción de hasta el 80%.

El fluido de retorno no sale con los mismos componentes de entrada puesto que el yacimiento presenta componentes orgánicos, como metano (85%), etano y propano, e

inorgánicos que pueden pasar al fluido de fractura generando emisiones directas a la atmósfera. También puede contener pequeñas fracciones de rocas, sólidos disueltos, minerales radiactivos, metales pesados, concentraciones de iones cloro, boro, sodio y agua contenida en la formación geológica. [29] (Anexo I)

El flowback debe ser gestionado dependiendo de si va ser reutilizado o desechado. En el caso de ser reutilizado se debe retirar los sólidos disueltos y se obtiene entre el 65% y 80%. Aunque es una gestión óptima con el medio ambiente tiene limitaciones por la presencia entre otros de contaminantes y salinidad.

Otra forma es inyectar en un pozo de desecho y a mucha profundidad el flowback, sin embargo, los productos residuales pueden contaminar los acuíferos cercanos o generar terremotos, sismos. La práctica más complicada y segura es el tratamiento en gestores autorizados, donde se separa la materia orgánica, contaminantes, partículas suspendidas y más sustancias del fluido antes de ser inyectado en el pozo de desecho, esta agua “descontaminada” se puede descargar en alcantarillas o ríos, sin embargo, no se puede usar como agua potable ni para riego de cultivos. [9]

El tiempo aproximado de retorno del flowback es de nueve días y el tiempo de la estimulación hidráulica y el flowback es de entre dos y seis meses. Teniendo en cuenta la gestión del fluido de retorno el tiempo es entre dieciséis y cincuenta semanas. [1]

- ***Ventilación y quema***

Finalizada las etapas de perforación y fracturación del pozo se debe ventilar este antes de pasar a la producción del gas, la ventilación se lleva a cabo durante un periodo de tiempo en el que se elimina los restos de lodo y residuos sólidos y los gases inertes generados a partir del desarrollo de las etapas y del empleo de aditivos químicos en el fluido de fractura para estimular el pozo.

Esta fase genera emisiones directas a la atmósfera ya que no hay equipos especiales que capturen los gases que salen ni los líquidos producidos, una forma de controlar la ventilación es mediante la quema en antorchas de los gases emitidos.

➤ ETAPA DE PRODUCCIÓN

Si el yacimiento no es rentable para la comercialización entonces se cierra el pozo con lodo y múltiples tapones de cemento, de esta manera quedan aislados los hidrocarburos; se retiran los equipos empleados para la construcción del pozo y se restaura el terreno para su posterior revegetación.

Por otro lado, sí el yacimiento contiene la suficiente cantidad de hidrocarburos para comercializar y obtener beneficios, se procede a instalar un christmas tree (árbol de navidad) sobre la cabeza del pozo para controlar el flujo de salida de los hidrocarburos, de esta manera inicia el transporte de gas a la superficie donde se separa de los líquidos y después se procede a su venta.

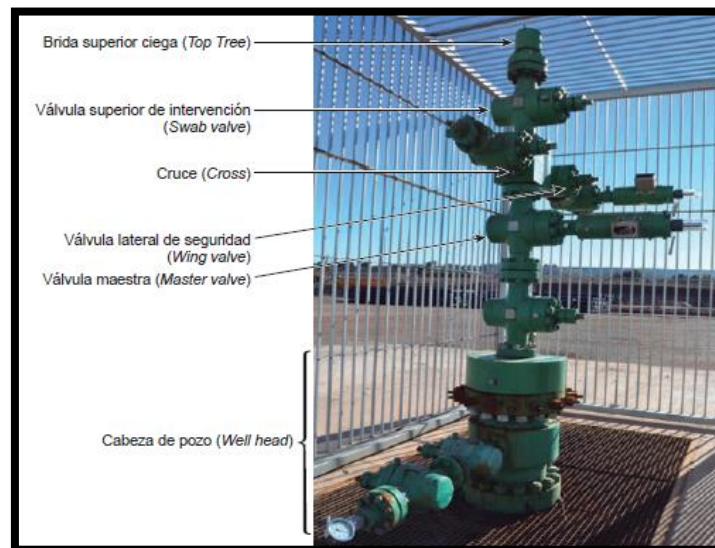


Figura 15. Christmas tree (árbol de navidad). (Fuente: [3])

A continuación, se lleva a cabo una evaluación de las propiedades del yacimiento y del fluido producido para comprobar la presencia de hidrocarburos y además para saber que ya no hay flowback. Con el resultado de la evaluación se puede elaborar un modelo para una producción eficaz que dependerá también de la cantidad de gas.

➤ **ETAPA DE PROCESADO**

El gas se transporta a plantas de procesamiento donde es deshidratado y purificado para separar los posibles componentes sólidos o líquidos que pueda contener.

El gas que se produce es una mezcla de metano, dióxido de carbono, hidrocarburos, nitrógeno, agua y más compuestos cuya composición depende de la formación geológica, tras la producción la mezcla se dirige hacia estaciones de procesado donde se separa el metano del dióxido de carbono, hidrocarburos de alto peso molecular, nitrógeno y agua obteniendo un gas adecuado para la distribución y venta, sin embargo, a veces es necesario el empleo de deshidratadores de glicol para reducir o eliminar la humedad y conseguir un gas de alta calidad.

➤ **ETAPA DE TRANSPORTE**

Tras realizar todas las etapas y evaluar la viabilidad económica del pozo, se procede a la producción del pozo como se ha explicado en etapas anteriores y al transporte de este. El gas se transporta en camiones o gaseoductos a refinerías, centrales térmicas y demás compañías que comercializan con gas. El transporte en gaseoductos es más común para grandes distancias.

3.1.2 Contaminantes y Factores de Emisión por Etapas.

En cada etapa se generan emisiones de contaminantes provenientes de los gases que se escapan durante el desarrollo de la técnica, además los equipos o maquinaria que se emplean generan emisiones atmosféricas por quema de combustible, ocasionando el aumento de los gases de efecto invernadero y de la contaminación del aire con posteriores consecuencias tanto para la salud humana, los animales y ecosistemas.

En la siguiente imagen se observan los distintos contaminantes atmosféricos que se emiten, con el empleo de equipos variados que funcionan mayormente con combustible o a partir de los cuales se registran emisiones fugitivas de gases.

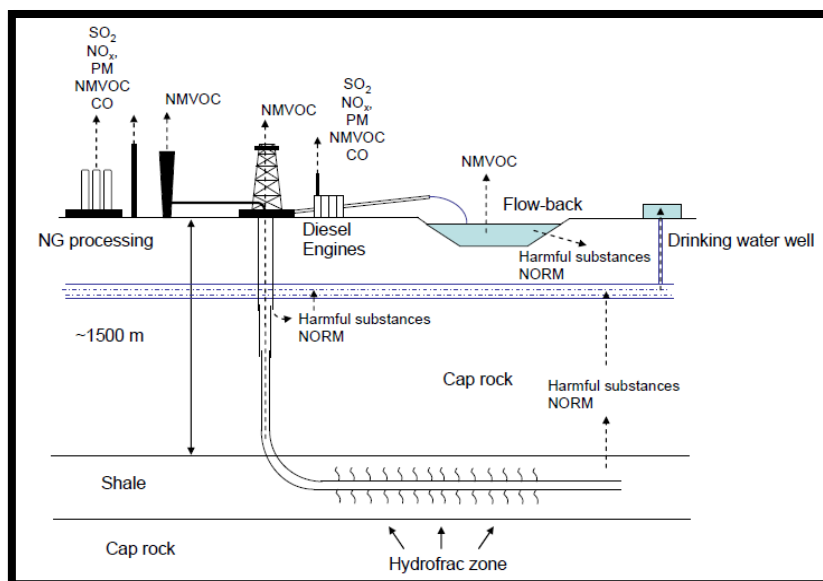


Figura 16. Emisiones contaminantes al aire, agua y suelo (NORM). (Fuente: [21])

También se explican las distintas alternativas y sistemas de control para reducir las emisiones atmosféricas, entre las cuales se encuentra el empleo de unidades de recuperación de vapor, introducción de motores eléctricos y la aplicación del método de terminaciones verdes. Son alternativas mayormente rentables y amortizables.

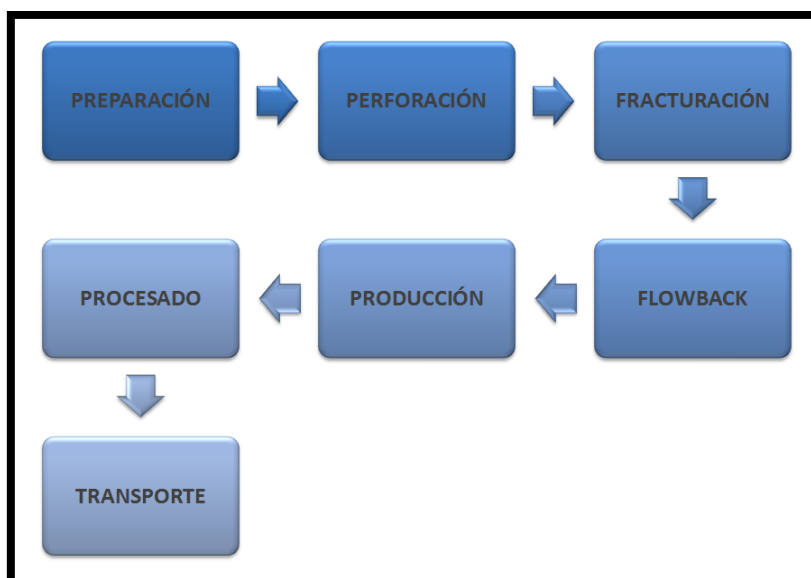


Figura 17. Esquema de las etapas de fracking.

➤ **ETAPA DE PREPARACIÓN**

En esta etapa se lleva a cabo la construcción de la plataforma del pozo, para ello, se utiliza distinta maquinaria dependiendo del tamaño, estructura, forma y volumen del yacimiento. Según un estudio [1], en el yacimiento de Marcellus (EEUU) fueron necesarios bulldozers y excavadoras durante un promedio de tres días y en el yacimiento Eagle Ford (EEUU) se emplearon bulldozers, cargadores, excavadoras, rodillos y tractores; en todos los yacimientos se emplean en común camiones diésel para el transporte de los equipos y de los trabajadores.

Se necesita un área de entre 3 y 5 hectáreas para la extracción no convencional frente a 1,9 hectáreas necesarias para la extracción convencional, ya que, sobre la plataforma permanecerán los camiones de apoyo, almacenamiento de desechos, tanques y pozos de fluidos, bombas y más equipos que se emplean en el desarrollo del fracking. [1][7]

En esta etapa se puede generar emisiones de material particulado (PM), compuestos orgánicos volátiles (COV), óxidos de nitrógeno (NOx) y monóxido de carbono (CO) [1], también hay emisiones por quema de combustible debido al tráfico de camiones. En tal caso, las emisiones en esta etapa no son tan preocupantes como en las siguientes, algunos autores sugieren que el nivel de riesgo que puede ocasionar a la salud o al ambiente es leve [7]. Como se ha mencionado, esta etapa más que generar emisiones atmosféricas lo que ocasiona es un impacto visual y de ruido sobre todo si la ubicación está cerca de una población, también ocasiona mayor tráfico y la pérdida del terreno que tras el abandono del pozo no se podrá utilizar, por ejemplo, para cultivar.

La selección adecuada y preparación correctas de la zona de desarrollo puede ayudar a reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y contaminantes que se puedan generar, debido a la quema de combustible, al uso de tanques móviles para el alojamiento de lodos, fluidos de retorno y demás restos, los cuales permanecen a la espera de ser tratados y posteriormente desechados o reutilizados. También se puede emplear materiales e instalaciones locales de la región de desarrollo y limitar el número de viajes de los vehículos. [14]

➤ **ETAPA DE PERFORACIÓN**

En las operaciones de perforación del pozo se emplea maquinaria de alta potencia que en la mayoría de los casos funcionan con motores diésel proporcionando la suficiente potencia para ejecutar la perforación, sin embargo, la quema del combustible genera las principales emisiones atmosféricas en esta etapa, seguido de las emisiones provenientes de la actividad de los camiones que circulan cerca de la zona del pozo. Otros equipos que se emplean son bombas de cemento, grúas y excavadoras para llevar a cabo la construcción del casing y la tubería de producción; en la cementación se emplean camiones con motores de aproximadamente 400 hp y para las bombas de cementado se utilizan motores con potencia entre los 600 hp y 1000 hp.

Además, durante la perforación se producen emisiones de gases que se escapan de zonas que pueden contener hidrocarburos que hayan migrado fuera del yacimiento no convencional donde permanecen atrapados, estos escapes pueden ser al aire y también a acuíferos cercanos a la zona de perforación.

Los equipos de perforación emplean combustible o corriente eléctrica para generar la energía necesaria, entre estos equipos podemos encontrar [1]:

- Plataformas mecánicas, emplean motores diésel en su funcionamiento y mediante un sistema de embragues y transmisiones genera una fuerza motriz necesaria para el funcionamiento de las bombas de lodo, trabajos de arrastre y otras cargas.
- Plataformas hidráulicas, al igual que las mecánicas utilizan motores diésel y junto a las bombas hidráulicas proporcionan energía suficiente a los equipos.
- Plataformas CC/CC (corriente continua), utilizan como alimento para los motores generadores de corriente continua diésel-eléctricos.
- Plataformas CA/CC con controles SCR, en estas la energía se genera como corriente alterna (CA) y después pasa a corriente continua (CC) por una unidad llamada SCR (semiconductores rectificadores controladores).

Las tres primeras plataformas se siguen empleando en pozos convencionales, aunque no sean económicamente rentables ni fiables, por ello, se ha desarrollado para la

perforación no convencional los equipos eléctricos CA/CC con controladores SCR y alimentados por múltiples grupos electrógenos que tienen generadores diésel-eléctricos en paralelo que producen la energía suficiente y necesaria para las bombas y otros componentes. Con este equipo de perforación se obtiene alta potencia y bajo consumo de combustible, además, es más fácil de mantener y más fiable.

Una fuente de emisiones de contaminantes son los motores diésel que se emplean para impulsar las bombas hidráulicas de fracturación y las plataformas de perforación, debido a la combustión del combustible necesario para su funcionamiento. Según estudios de investigación [14], la potencia de los motores de perforación es entre 2500-6600 hp y la potencia de las bombas es aproximadamente 34000 hp trabajando entre 10-30 horas o 9300 hp trabajando durante 70 horas. Las emisiones pueden ser óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO) que se pueden reducir empleando en los motores de las plataformas, oxidantes catalíticos de tres vías y en la medida de lo posible tener acceso a una red eléctrica para utilizar motores y equipos alimentados por corriente eléctrica en vez de combustible. [14]

La principal fuente de emisiones de compuestos orgánicos volátiles (VOC) son los tanques de almacenamiento, los cuales contienen los lodos de retorno, ripios y fluidos que pueden salir durante el desarrollo de la actividad. Otras emisiones atmosféricas son metano (CH₄) y dióxido de azufre (SO₂) y también materia particulada (PM). [2]

Es importante también el diseño adecuado del pozo, la elección, la profundidad y espesor del casing así como los sellos, la supervisión y monitoreo de la actividad para evitar o minimizar la migración de los fluidos y gases procedentes de las formaciones y de esta manera proporcionar seguridad e integridad al pozo. [7]

Tabla 1. Factores de emisión en la perforación. (Fuente: [1])

CO	NOx	VOC
2,61 g/hp-hr	4,77 g/hp-hr	0,0145 g/hp-hr
5 g/bhp-hr	8 g/bhp-hr	1 g/bhp-hr
0,00570 lb/hp-hr	0,00900 lb/hp-hr	0,00033 lb/hp-hr

Tabla 2. Factores de emisión en la perforación. (Fuente: [4])

NO_x	VOC
2,5- 10 = 5,8 g/bhp-hr	0,25 - 1,6 = 0.6 g/bph-hr
0,8 – 11,5 = 4,4 ton	0,1 – 1,8 = 0,5 ton

En el anexo II se detallan los datos de los factores de emisión mencionados en esta etapa de perforación y en la siguiente de fracturación, así como los cálculos de las cargas ambientales. Dichas cargas se calculan teniendo en cuenta los factores de emisión para motores industriales diésel que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3. Factores de emisión para motores industriales diésel y gasolina no controlados. (Fuente: [24])

Pollutant	Gasoline Fuel (SCC 2-02-003-01, 2-03-003-01)		Diesel Fuel (SCC 2-02-001-02, 2-03-001-01)		EMISSION FACTOR RATING
	Emission Factor (lb/hp-hr) (power output)	Emission Factor (lb/MMBtu) (fuel input)	Emission Factor (lb/hp-hr) (power output)	Emission Factor (lb/MMBtu) (fuel input)	
NO _x	0.011	1.63	0.031	4.41	D
CO	6.96 E-03 ^d	0.99 ^d	6.68 E-03	0.95	D
SO _x	5.91 E-04	0.084	2.05 E-03	0.29	D
PM-10 ^b	7.21 E-04	0.10	2.20 E-03	0.31	D
CO ₂ ^c	1.08	154	1.15	164	B

➤ **ETAPA DE FRACTURACIÓN**

El objetivo en esta etapa es aumentar la permeabilidad de la roca y liberar Shale gas del yacimiento, para ello, se emplea un fluido de fractura que se inyecta a alta presión dentro del pozo que ocasiona la fractura de las rocas y por consiguiente el aumento de la permeabilidad y la circulación de los hidrocarburos. Para llevar a cabo el desarrollo de esta etapa se necesitan: bomba de agua de alta presión, cañones de agua de alta presión, generadores, montacargas, mezcladores, sistemas de control de soplado y licuadoras, cuya función es suministrar una mezcla adecuada de suspensiones y materiales que se emplean como fluido de fractura para el tratamiento adecuado de la formación Shale gas. [1][2]

Las bombas utilizan motores con una potencia que varía entre los 17000 hp y 30000 hp, otras sugieren un mínimo de 20000 hp de potencia, en el yacimiento Marcellus (EEUU) se emplean bombas con motores de 9300 hp. [1]

Además de los equipos mencionados también se necesitan unidades de almacenamiento para el propante, para los productos químicos y fluidos de estimulación, tanques de agua para el fluido de fractura, camiones con sistema de poleas, grúas grandes y pequeñas, casi todos o la mayor cantidad de los equipos mencionados funcionan con motores diésel o se emplea camiones para su transporte hasta el yacimiento ocasionando de esta manera emisiones por quema de combustible; en algunos yacimientos se construyen tuberías o gasoductos para proporcionar agua y evitar el transporte en tanques de agua [1].

Al igual que en la perforación también hay emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), compuestos orgánicos volátiles (VOC), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂) y materia particulada (PM), además, de polvo fino y sílice que proviene del uso del propante que generalmente es arena.

Tabla 4. Factores de emisión en la fracturación. (Fuente: [1])

CO	NOx	VOC
2,61 gr/hp-hr	4,77 gr/hp-hr	-
5 gr/bhp-hr	8 gr/bhp-hr	1 gr/bhp-hr

Tabla 5. Factores de emisión en la fracturación. (Fuente: [4])

NOx	VOC
2,5 - 10 = 5,7 g/bhp-hr	0,3 - 1,6 = 0,67 g/bhp-hr
0,7 - 4,3 = 2,2 t	0,07 - 0,7 = 0,25 t

Se puede reducir las emisiones sustituyendo la maquinaria que funciona con combustible por maquinaria que utiliza corriente eléctrica, aunque en la mayoría de los casos se emplea equipos que funcionan con combustible porque la zona de desarrollo se encuentra muy lejos del suministro de red eléctrica.

Es necesario un transporte adecuado de los materiales que se emplean, en particular para los aditivos químicos los cuales son potencialmente peligrosos, durante la mezcla del fluido de fractura se debe evitar que se derrame alguno de los componentes, ya que, puede ocasionar daños al suelo y a acuíferos por filtración. Los operadores tienen la opción de elegir los productos químicos que ocasionen menos impactos ambientales y de salud humana. Los químicos que se emplean están registrados en el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos. [2][7]

➤ **ETAPA DE RETORNO DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN O FLOWBACK**

El fluido de retorno o flowback, es una mezcla de gases, agua, propante, condensado llamado así a los líquidos de hidrocarburos y más materiales, el fluido sale a una unidad separadora donde se separa los gases del resto del fluido quedando ésta en la parte superior y el resto en la parte inferior pasando luego a tanques de condensado que tienen un tamaño aproximado entre 10000 y 20000 galones.

A partir de los tanques de condensado se puede generar emisiones atmosféricas de compuestos orgánicos volátiles (VOC), metano (CH_4) y contaminantes peligrosos del aire (HAP), ya que, los hidrocarburos se pueden evaporar y salir por los respiraderos; entre los contaminantes peligrosos del aire se encuentra benceno, tolueno, n-hexano, xileno, etilbenceno y trimetilpentano. El contaminante que más se emite es el metano entre el 0,6% y 3,2%. [1] [33]



Figura 18. Tanque de condensado. (Fuente: [2])

Las emisiones antes mencionadas pueden variar dependiendo si las muestras se toman durante el día o durante la noche, del mismo modo se tiene en cuenta si es verano o invierno, ya que, la temperatura afecta a las presiones de vapor de los hidrocarburos ocasionando pérdidas por respiración y dando como resultado mayores emisiones de compuestos orgánicos volátiles y contaminantes peligrosos del aire en verano. En cuanto a los gases de efecto invernadero las emisiones de metano de los tanques es el que más contribuye al aumento y en pequeña proporción el dióxido de carbono. [2]

Mediante los sistemas de recuperación de vapor se pueden capturar y separar los gases y vapores generados por los tanques de condensado. Muchos compuestos de moderado y alto peso molecular presentes en los tanques de condensado se vuelven a condensar, debido a que estos sistemas hacen que los gases y vapores se muevan a la entrada del compresor aumentando de esta manera la presión, por otro lado, los gases ligeros como el metano se unen a la corriente principal de gas producido. Son sistemas altamente efectivos que tienen alrededor del 98% de control sobre la mezcla, contribuyendo al incremento de la producción de gas y a una mejora en los ingresos y beneficios para los productores, además, el condensado se captura en vez de ser emitido a la atmósfera, reduciendo las emisiones de compuestos orgánicos volátiles.

Las emisiones atmosféricas se deben también al empleo de otros componentes de equipos como bridas, válvulas y agitadores ocasionando compuestos orgánicos volátiles (VOC) y metano (CH_4) y los compresores generan monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO_2) y materia particulada (PM).

En esta etapa se tiene en cuenta la terminación del pozo en la que se produce el venteo o la quema de los gases que salen a la superficie, procesos que generan emisiones de contaminantes precursores de ozono: óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (VOC) y monóxido de carbono (CO), los cuales reaccionan químicamente dando lugar al contaminante secundario ozono. Teniendo en cuenta conjuntamente la fracturación y terminación de pozo, se considera estas actividades fuentes significativas de gases de efecto invernadero principalmente del gas metano (CH_4) y además precursores de partículas finas.

Durante la finalización del pozo, factores como la presión ejercida a los fluidos de salida, la composición de los gases y líquidos de hidrocarburos, la duración de ventilación, el control de la quema y la eficacia de los equipos especiales de captura, se tienen en cuenta para el registro de las emisiones atmosféricas.

Como se ha mencionado en la etapa de flowback (apartado 2.1.1) los gases se ventilan durante un periodo de tiempo, periodo en el que según algunos estudios [2] un pozo puede ventilar desde 1000 Mcf de gas, siendo el venteo mínimo mencionado en dicho informe, a un valor máximo citado en el informe de 24000 Mcf de gas ventilado. Estos venteos ocasionan emisiones directas a la atmósfera que se pueden evitar con el uso de equipos especiales, los cuales capturan el gas y los líquidos que se generan durante las terminaciones de pozos, dando como resultado una reducción de gas de venteo. En el yacimiento Barnett Shale se registraron 5000 Mcf de gas ventilado. [2]

Tabla 6. Factores de emisión en el venteo. (c-fuente: [15])

CH₄	NM VOC	CO₂
$5,8 \cdot 10^{-3} \text{ c Gg}/10^6 \text{ m}^3$	$7,8 \cdot 10^{-4} \text{ c Gg}/10^6 \text{ m}^3$	$2,5 \cdot 10^{-4} \text{ c Gg}/10^6 \text{ m}^3$

Por otro lado, los gases se pueden quemar en antorchas. Las antorchas tienen la función de quemar o destruir los gases inflamables que se emiten de tanques de condensado o baterías, para ello, se conecta la rejilla de ventilación a la parte inferior de la antorcha, los gases y vapores se mueven a la llama junto con aire, el cual proporciona oxígeno para la quema. Aunque los gases, vapores y aire son quemados por las llamas ocasionando la destrucción de una gran cantidad de metano (CH₄), contaminantes peligrosos del aire (HAP) y compuestos orgánicos volátiles (VOC), las emisiones de contaminantes atmosféricos se siguen generando como óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), humo y partícula finas. En las siguientes tablas se muestran algunos contaminantes generados.

Tabla 7. Factores de emisión en la quema en antorcha. (c-fuente: [15])

CH₄	N₂O	NMVOC	CO₂
$2 \cdot 10^{-4} \text{ c}$ Gg/10 ⁶ m ³	$9 \cdot 10^{-8} \text{ c}$ Gg/10 ⁶ m ³	$2,4 \cdot 10^{-5} \text{ c}$ Gg/10 ⁶ m ³	$2,8 \cdot 10^{-2} \text{ c}$ Gg/10 ⁶ m ³

Tabla 8. Factores de emisión en la quema en antorcha. (b-fuente: [1])

NO_x		VOC		CO	
2,9 ^b lbs/ MMBtu	0,068 ^b lbs/ MMBtu	0,55 ^b lbs/ MMBtu	0,14 ^b lbs/ MMBtu	0,34 ^b lbs/ MMBtu	0,37 ^b lbs/ MMBtu

La quema en antorcha tiene una eficacia aproximada del 95%, dato que varía dependiendo de factores como la temperatura, el tiempo de residencia y la composición de la mezcla, dando como resultado la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y precursores de ozono. [14]

Las antorchas presentan el inconveniente de que necesitan un flujo continuo de gas para su funcionamiento, pudiendo ser una fuente el flujo de retorno dependiendo de la concentración de gases inertes que presenta, además, genera costos adicionales al contrario que los sistemas de recuperación de vapor.

La técnica que más reduce las emisiones es la llamada método de terminaciones verdes. Con el empleo de equipos especiales temporales en el sitio del pozo se lleva a cabo la limpieza del gas mediante la recolección y filtración de los gases, líquidos y arena que salen a la superficie con alto flujo, con una trampa de arena se eliminan los sólidos y a continuación los gases y líquidos se dirigen a un separador trifásico, de aquí a tuberías y tanques de condensado respectivamente. [1]

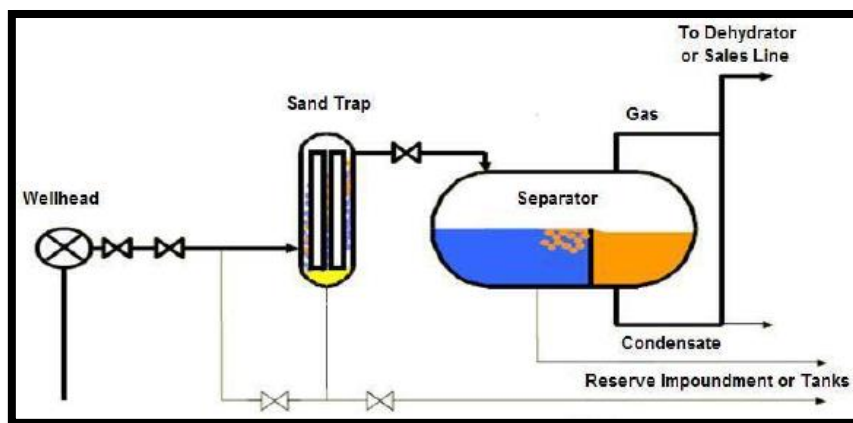


Figura 19. Esquema de sistema de reducción de emisiones atmosféricas. (Fuente: [1])

Esta técnica es rentable y además se obtienen ganancias de gas en un periodo de tiempo razonable. Mediante esta técnica se puede capturar entre el 61% y el 98% de los gases liberados, convirtiéndose ambientalmente en la mejor alternativa y más beneficiosa que las otras, ya que, la ventilación produce emisiones atmosféricas de compuestos orgánicos volátiles (VOC) y metano (CH_4) y la quema en antorchas produce hidrocarburos aromáticos policíclicos, dióxido de carbono, gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono y materia particulada. [2][7]

➤ FUGAS DE PRODUCCIÓN

Se llaman emisiones fugitivas a las emisiones frecuentes y significativas de metano (CH_4) e hidrocarburos generados por los equipos y piezas que se emplean en la construcción del pozo; entre las cuales se encuentran bombas, bridas, compresores, conectores, válvulas, válvulas neumáticas y otros componentes. Las válvulas neumáticas emplean gas natural en su funcionamiento y se encuentran habitualmente en plantas de procesamiento y tuberías ocasionando emisiones significativas por acumulación de contaminantes emitidos a través de estas. En esta fase, también se emite cantidades significativas de compuestos orgánicos volátiles (VOC).

Mala instalación, defectos en la hermeticidad de los cabezales y accesorios, desgaste, corrosión y oxidación de los componentes, así como un exceso de presión por parte de

los fluidos en las tuberías, son alguno de los factores que generan emisiones atmosféricas durante la producción de Shale gas.

Los compresores se emplean para generar potencia y aumentar la presión del gas que se extrae hasta la planta de procesamiento a través de un sistema de tuberías y hasta los clientes y en general para mover el gas de la formación geológica a la salida. Se pueden usar dos tipos de compresores: alternativos y centrífugos, ambos funcionan con motores alimentados de gas crudo o procesado que generan la potencia necesaria para el correcto funcionamiento. Los motores de compresor ubicados especialmente en la cabeza de pozo y estaciones de compresión tienen una capacidad de 1400000 hp pudiendo llegar a los 2100000 hp según un estudio realizado en el yacimiento Barnett Shale [2] y están además agrupados en motores de combustión rica y motores de combustión pobre.

Son fuentes importantes de emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx), compuestos orgánicos volátiles (VOC) y monóxido de carbono (CO) los cuales son precursores de ozono, además, emiten metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), óxido de nitrógeno (N₂O) y la combustión incompleta de combustible produce también contaminantes peligrosos del aire (HAP).

Los sistemas de depuración pueden ser:

- *Reducción catalítica no selectiva (NSCR)*, que utiliza hidrocarburos como combustible, los hidrocarburos y el monóxido de carbono (CO) se oxidan con oxígeno (O₂) y óxidos de nitrógeno (NOx), además contiene un catalizador que oxida el exceso de hidrocarburos y monóxido de carbono (CO) a dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) y reduce los óxidos de nitrógeno (NOx) a nitrógeno (N₂)
- *Oxidación catalítica*, con esta tecnología se oxida el monóxido de carbono (CO) a dióxido de carbono (CO₂)
- *Reducción catalítica selectiva*, reduce los óxidos de nitrógeno (NOx).

El sistema de reducción catalítica no selectiva (NSCR) surge a partir de modificaciones de los convertidores catalíticos, este sistema se instala en los motores con la finalidad

de reducir las emisiones de metano (CH_4), compuestos orgánicos volátiles (VOC) y contaminantes peligrosos del aire (HAP), sin embargo, al igual que ayudan a reducir las emisiones de ciertos contaminantes aumentan las emisiones de óxidos de nitrógeno (N_2O). [1][2]

Según un estudio [2] realizado en un yacimiento de Dallas (EE.UU), con la instalación de sistemas de reducción catalítica no selectiva (NSCR) se puede reducir hasta un 50% las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), aunque, esta reducción se ve compensada con el desarrollo de un mayor número de yacimientos no convencionales, lo mismo sucede con la reducción de los compuestos orgánicos volátiles (VOC), por lo tanto, se puede decir que la implantación de los sistemas ayuda a reducir las emisiones de un yacimiento en particular, pero si se tiene en cuenta el crecimiento del desarrollo de fracking las emisiones seguirán aumentando, ya que, no todos los motores emplean los mismos sistemas de depuración y además los límites de emisión son diferentes en cada estado, país o continente.

Entre algunas de las opciones para reducir las emisiones atmosféricas es limitar las emisiones que generan los motores dependiendo de la potencia de dicho motor, en concreto, con esta medida se intenta reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x). Esta alternativa fue implantada en el yacimiento Barnett Shale dando como resultado la reducción efectiva de los óxidos de nitrógeno (NO_x), según el estudio si esta mejora se extiende a los demás yacimientos probablemente los operadores instalarían en los motores sistemas de reducción catalítica no selectiva (NSCR) reduciendo no solo los óxidos de nitrógeno sino también las emisiones de compuestos orgánicos volátiles hasta un 75%, simultáneamente y casi en la misma proporción se reducen las emisiones de metano (CH_4), contaminantes peligrosos del aire (HAP) y monóxido de carbono (CO). Además, son sistemas económicamente rentables. [2]

Otra forma de reducir las emisiones es emplear motores eléctricos en vez de motores de combustión para el funcionamiento de los compresores, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, óxidos de nitrógeno (NO_x), contaminantes peligrosos del aire (HAP) y compuestos orgánicos volátiles (VOC), que se generan por el escape de la combustión de combustible. Los motores eléctricos se alimentan de redes eléctricas

y tienen la suficiente capacidad de proporcionar la potencia necesaria a los compresores, por lo que, el movimiento del gas desde la formación al exterior no se vería afectado. [2]

Tabla 9. Factores de emisión en la producción. (a-fuente: [28], c-fuente: [15], d-fuente: [33])

CH₄			HAP
1,1 ^{a,d} %	3.8·10 ⁻⁴ - 2.3·10 ⁻³ ^c Gg/10 ⁶ m ³	99 ^e lbs/MMcf	0,26 ^e lbs/MMcf

Tabla 10. Factores de emisión en la producción. (b-fuente: [1], e-fuente: [2])

VOC	NMVOC	CO₂	
11 ^{b,e} lbs/MMcf	9.1·10 ⁻⁵ - 5.5·10 ⁻⁴ ^c Gg/10 ⁶ m	1.4·10 ⁻⁵ - 8.2·10 ⁻⁵ ^c Gg/10 ⁶ m ³	1,9 ^e lbs/MMcf

Los datos de las tablas sólo hacen referencia a emisiones fugitivas, no está incluido las emisiones de combustión de compresores por no estar asociado a un único pozo.

➤ **ETAPA DE PROCESADO**

Una vez producido el gas se obtiene una mezcla de gases y vapores que se envía a plantas de procesamiento para eliminar el agua, nitrógeno y en general hidrocarburos de alto peso molecular, finalizado este proceso el resultado es una corriente de gas que puede contener hasta el 80% de metano (CH₄). En algunos casos, el gas que se obtiene en la producción no es necesario enviarlo a plantas de procesado porque contiene pocos hidrocarburos de alto peso molecular.

Durante el procesado se generan emisiones fugitivas que varían dependiendo de la capacidad de la planta, composición de la mezcla de gases de salida y la correcta ejecución del proceso. Un estudio [2] demuestra que las emisiones de procesado son de aproximadamente el 9,7 % del total de las emisiones registradas.

En esta etapa se emplea deshidratadores para secar el gas que se produce del pozo, este equipo contiene un absorbente de glicol cuya función es eliminar el agua del gas, además, sirve para absorber una cantidad significativa de hidrocarburos que pueden ser emitidos a la atmósfera; el deshidratador presenta también bombas de glicol que pueden emitir hidrocarburos y metano (CH₄) al igual que las columnas de gas y extractores de gas. Además, las válvulas, bridas y demás componentes ocasionan emisiones atmosféricas de compuestos orgánicos volátiles (VOC), dióxido de carbono (CO₂) y contaminantes peligrosos del aire (HAP). [1]

Tabla 11. Factores de emisión en el procesado. (a-fuente: [28], d-fuente: [33], e-fuente: [2])

CH₄		HAP	VOC	CO₂
0,19 ^{a,d} %	45 ^e lbs/MMcf	0,3 ^e lbs/MMcf	14 ^e lbs/MMcf	1 ^e lbs/MMcf

En algunas etapas se utiliza dispositivos neumáticos ya que la red eléctrica está fuera de alcance para el uso de dispositivos eléctricos; estos dispositivos se emplean como controladores de presión y de nivel de líquidos, transductores de presión que funcionan con gas producido a alta presión.

Las emisiones fugitivas se originan por acumulación de contaminantes de miles de bridas, válvulas, sellos de bombas y más puntos que se puedan encontrar en la etapa de producción, plantas de procesamiento y transporte del gas, cuya suma acumulada puede llegar a ser como las emisiones de tanques de condensado o bombas.

Las emisiones se pueden reducir con el empleo de programas de detección y reparación de fugas, basados en los estándares de la industria de químicos orgánicos sintéticos. Consiste en instalar el programa en plantas ya establecidas, donde se detecta las fugas con medidores de vapor orgánicos de mano y además se puede programar la reparación de bombas, válvulas, compresores, sistemas de recuperación de vapor y quema en antorchas. Es recomendable que las inspecciones estén programadas, ayudando a identificar unidades defectuosas y de esta forma reducir considerablemente las emisiones de metano (CH₄) y compuestos orgánicos volátiles (VOC), lo que significa un aumento de la producción y más beneficios para los

operadores. Los programas de detección y reparación no abarcan tanques de condensado, separadores y estaciones de medición. [1][2][7].

➤ ETAPA DE TRANSPORTE

El transporte del gas se realiza a través de tuberías desde el pozo a plantas de procesamiento, a estaciones de compresión y tanques o balsas de almacenamiento y de estos a refinerías, centrales nucleares y tuberías para consumo doméstico, este último transporte se puede realizar por gaseoductos si el trayecto es muy largo o en camiones para trayectos cortos. En el transporte se genera emisiones atmosféricas de metano (CH₄), compuestos orgánicos volátiles (VOC), dióxido de carbono (CO₂) y contaminantes peligrosos del aire (HAP), debido a posibles fugas a través de las tuberías, fallos en las uniones de tuberías y en la hermeticidad de los compresores, corrosión y más conexiones con mala instalación o falta de mantenimiento adecuado.

Según un estudio [2] las emisiones de transporte son alrededor del 35 % del total registrado. Esta etapa emite altas cantidades de gases de efecto invernadero.

Tabla 12. Factores de emisión en el transporte. (e-fuente: [2])

	CH ₄	HAP	VOC	CO ₂
POR TUBERÍA	175 ^e lbs/MMcf	0,28 ^e lbs/MMcf	12 ^e lbs/MMcf	3,3 ^e lbs/MMcf

Las válvulas y dispositivos neumáticas se emplean para regular la presión, la temperatura, el flujo, manipular bombas y motores de compresor y otros parámetros de las actividades que se llevan a cabo en el fracking, generando emisiones de metano (CH₄), contaminantes peligrosos del aire (HAP) y compuestos orgánicos volátiles (VOC). Los dispositivos pueden operar neumáticamente, eléctricamente y mecánicamente, siendo los primeros los más utilizados en la industria del gas y los cuales se alimentan con gas para su funcionamiento principalmente en la producción y transporte. [1]

Los dispositivos neumáticos son de sangrado continuo y bajo sangrado, llamado así a la emisión continua y alta de gas y a la emisión baja y en pequeñas ráfagas de gas respectivamente, los dispositivos de sangrado continuo emiten aproximadamente hasta seis pies cúbicos por hora, por lo que, para reducir las emisiones se reemplaza por dispositivos de bajo sangrado o si es posible por lo de sangrado mínimo o nulo, dando como resultado reducciones aproximadas del 88% y 98% respectivamente [2]. Sin embargo, debido a que se esperan respuestas rápidas y precisas en algunas actividades no es posible reemplazar todos los dispositivos, por lo que, la otra alternativa es reemplazar el gas que hace trabajar a las válvulas neumáticas por aire comprimido conservando las válvulas la misma capacidad de operación; este sistema de aire a presión consiste en que el aire atmosférico se comprime a continuación se almacena en un tanque y finalmente se filtra y seca.

Las emisiones atmosféricas de los dispositivos neumáticos también se pueden reducir conectando los orificios de ventilación o puertos de descarga a sistemas controlados de circuitos cerrados o corrientes de suministro de gas. Además, la limpieza, mantenimiento y reparación de los tubos o juntas ayuda a reducir las emisiones fugitivas.

Las alternativas de reducción de emisiones para los dispositivos neumáticos reducen significativamente las emisiones y además son rentables económicamente, ya que, el costo de su implantación se amortiza a corto o medio plazo. [7] [14]

3.1.3 Cargas Ambientales a la Atmósfera.

❖ Curva de Producción.

Se ha realizado un estudio [31] en yacimientos de Shale gas en cinco países de Europa: Austria, Alemania, Polonia, Suecia y Turquía. Durante la primera década se perforaron 10 pozos por año, siendo el total 100 pozos perforados.

Al inicio la producción del gas es de alto nivel, con un pico de producción muy alto, que aumenta al aumentar el número de pozos. Sin embargo, a medida que avanza la

producción se genera un declive hiperbólico durante los primeros años de vida del pozo, lo que significa, que la producción puede disminuir hasta el 85% en los tres primeros años de vida.

Aproximadamente durante los primeros 10 años se genera un decrecimiento exponencial bastante marcado y a partir de ahí el decrecimiento es menor, con una disminución de la producción entre un 3-5% por año. [1]

Considerando que la vida del pozo es de unos 25 años, podemos decir que en el primer año la producción es 0,5 bcf y a los 25 años la producción es 3,28 bcf. [13] [31]

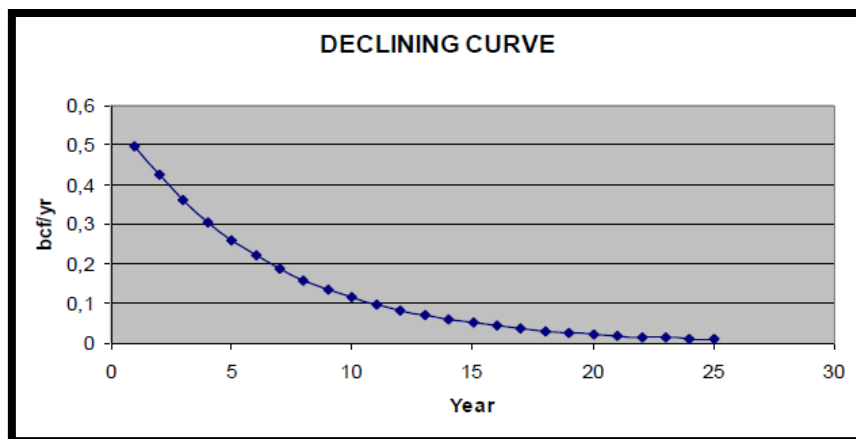


Figura 20. Curva decreciente de la producción de gas. (Fuente: [13])

Por tanto, en la producción del gas se genera una curva hiperbólica en declive que se calcula en base a una función de disminución exponencial:

$$q_n = q_i \cdot (1 + a)^n$$

Donde:

- q_n , es la tasa de flujo en el año n .
- q_i , es la tasa de flujo inicial en el primer año
- a , es la tasa de disminución anual (-0,15)
- n , es el número de años

3.1.3.1 Factores de Emisión.

A partir de las tablas 33 y 34 del anexo II, que contiene los factores de emisión de cada etapa con sus respectivas unidades, se obtiene la tabla 13 transformada a unidades de gramos por pies cúbicos (g/cf). Con esta tabla se va a trabajar en adelante para el cálculo de las cargas ambientales.

Sabiendo que 1 MMBTU equivale a 1000 pies cúbicos, se hace los cálculos correspondientes y se calcula los factores de emisión en gramos por pies cúbicos (g/cf). El BTU (British Thermal Unit) es una medida de energía que ha sido sustituida por el Julio (J), unidad del Sistema Internacional de Unidades, aunque se sigue utilizando en muchos estudios. El BTU indica la cantidad de energía necesaria, en condiciones atmosféricas normales, para aumentar en 1º Fahrenheit la temperatura de una libra de agua. 1 BTU equivale a 1055,056 julios o 257 calorías

La etapa de flowback puede llevarse a cabo de dos formas, mediante la quema en antorcha (flared) y mediante el venteo de gases (vented). La quema en antorcha se considera más respetuosa y sostenible con el medio ambiente, ya que, genera menos contaminantes atmosféricos que el venteo, por tanto, en esta etapa sólo se tiene en cuenta la quema (flared) para el cálculo de las cargas ambientales.

Tabla 13. Factores de emisión en gramos/pies cúbicos (g/cf).

	CH ₄ (g/cf)			NO _x (g/cf)		N ₂ O (g/cf)	HAP (g/cf)	VOC (g/cf)		MNVOC (g/cf)	CO (g/cf)		CO ₂ (g/cf)	
Perforación	3.30E-3 ^a													
Fracturación														
Flowback	1.60E-2 ^{a,d}													
Flared		5.66E-3 ^c		1.32 ^b	3.08E-02 ^b	2.55E-6 ^c		2.49E-1 ^b	6.35E-2 ^b	6.80E-4 ^c	1.54E-1 ^b	1.68E-1 ^b	7.93E-1 ^c	
Fugas	1.10E-2 ^{a,d}	3.79E-2 ^c	4.49E-2 ^e				1.18E-4 ^e	4.99E-3 ^{b,e}		9.08E-3 ^c			1.36E-3 ^c	8.62E-4 ^e
Procesado	1.90E-3 ^{a,d}	2.04E-2 ^e					1.36E-4 ^e	6.35E-3 ^e					4.54E-4 ^e	
Transporte	2.50E-2 ^{a,d}													
T. Tubería		7.94E-2 ^e					1.27E-4 ^e	5.44E-3 ^e					1.50E-3 ^e	
Suma	5.72E-2	1.43E-1	4.49E-2	1.32	3.08E-02	2.55E-6	3.81E-4	2.66E-1	6.35E-2	9.76E-3	1.54E-1	1.68E-1	7.96E-1	8.62E-4

a-fuente: [28], b-fuente: [1], c-fuente: [15], d-fuente: [33], e-fuente: [2].

3.1.3.2 Cargas Ambientales.

Sabiendo que el primer año la producción es 0,5 bcf y durante el ciclo de vida del pozo de veinticinco años es 3,28 bcf, mencionado en el apartado curva de producción, se calcula las cargas ambientales que se generan a partir de los factores de emisión de la tabla 13, para ello, se multiplica el factor de emisión por el valor de la producción del primer año y del año veinticinco respectivamente.

Se obtiene de esta manera las tablas 14 y 15, en las que se muestra las cargas ambientales del primer año y del año veinticinco para cada contaminante y en las distintas fases que se produce.

Los factores de emisión de las etapas de perforación, fracturación y flowback dentro de esta la quema (flared) se multiplican por el valor de producción de toda la vida útil (3,28 bcf) tanto para el año 1 como para el año 25, debido a que en estas etapas el total de las emisiones se producen durante los inicios del pozo, es decir, durante el año 1 y se contabilizan igual para el ciclo de vida. En las siguientes etapas de fugas de producción, procesado y transporte el cálculo de las cargas ambientales se hace como se ha explicado antes.

Por lo tanto, las cargas ambientales de cada contaminante en las etapas de perforación, fracturación y flowback coinciden para el año 1 y el año 25, en las siguientes etapas las cargas ambientales son distintas para el año 1 y el año 25 de cada contaminante.

Tabla 14. Cargas Ambientales en gramos.

	CH ₄ (g)						NO _x (g)				N ₂ O (g)		HAP (g)	
	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25
Perforación	1.08E7	1.08E7					5.47E6	5.47E6	2.11E6	2.11E6				
Fracturación							7.74E6	7.74E6	7.59E6	7.59E6				
Flowback	5.24E7	5.24E7												
Flared			1.86E7	1.86E7			4.31E9	4.31E9	1.01E8	1.01E8	8.35E3	8.35E3		
Fugas	5.50E6	3.60E7	1.90E7	1.24E8	2.25E7	1.47E8							5.90E4	3.86E5
Procesado	9.50E5	6.22E6	1.02E7	6.69E7									6.80E4	4.46E5
Transporte	1.25E7	8.19E7												
T. Tubería			3.97E7	2.60E8									6.35E4	4.16E5
Suma	8.22E7	1.87E8	8.74E7	4.70E8	2.25E7	1.47E8	4.32E9	4.32E9	1.11E8	1.11E8	8.35E3	8.35E3	1.91E5	1.25E6

Tabla 15. Cargas Ambientales en gramos.

	VOC (g)				MNVOC (g)		CO (g)				CO ₂ (g)			
	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25	Año 1	Año 25
Perforación	1.78E5	1.78E5					3.15E6	3.15E6	4.54E5	4.54E5	7.82E7	7.82E7		
Fracturación	4.10E3	4.10E3					4.84E6	4.84E6	1.64E6	1.64E6	2.82E8	2.82E8		
Flowback														
Flared	8.17E8	8.17E8	2.08E8	2.08E8	2.23E6	2.23E6	5.05E8	5.05E8	5.50E8	5.50E8	2.60E9	2.60E9		
Fugas	2.49E6	1.63E7			4.54E6	2.97E7					6.80E5	4.45E6	4.31E5	2.82E6
Procesado	3.18E6	2.08E7									2.27E5	1.49E6		
Transporte														
T. Tubería	2.72E6	1.78E7									7.48E5	4.90E6		
Suma	8.26E8	8.72E8	2.08E8	2.08E8	6.76E6	3.20E7	5.13E8	5.13E8	5.52E8	5.52E8	2.96E9	2.97E9	4.31E5	2.82E6

❖ Gráficos de Columna para el año 1 y el año 25 del pozo.

A continuación, se representa en gráficos de columnas las cargas ambientales totales generadas por cada contaminante en las distintas etapas del fracking, para el año 1 y para toda la vida útil o ciclo de vida del pozo de 25 años. Las cargas ambientales totales, se refiere a la suma de cada uno de los contaminantes encontrados en la búsqueda bibliográfica y que se generan en todas las etapas del fracking.

Para ello, se hace la media de la carga contaminante que se repite en una misma etapa y se obtiene de esta manera sólo un valor medio de la carga contaminante para cada etapa, tanto para el año 1 como para la vida útil del pozo (25 años), finalmente se suman los valores de la misma carga ambiental en las distintas etapas del fracking y se obtiene de esta manera las cargas ambientales totales para cada contaminante. Para la suma, se tiene en cuenta que la quema en antorcha (flared) es una parte del flowback por tanto no se puede sumar ambas juntas y lo que se hace es calcular el valor medio, lo mismo sucede para la etapa de transporte y transporte por tubería.

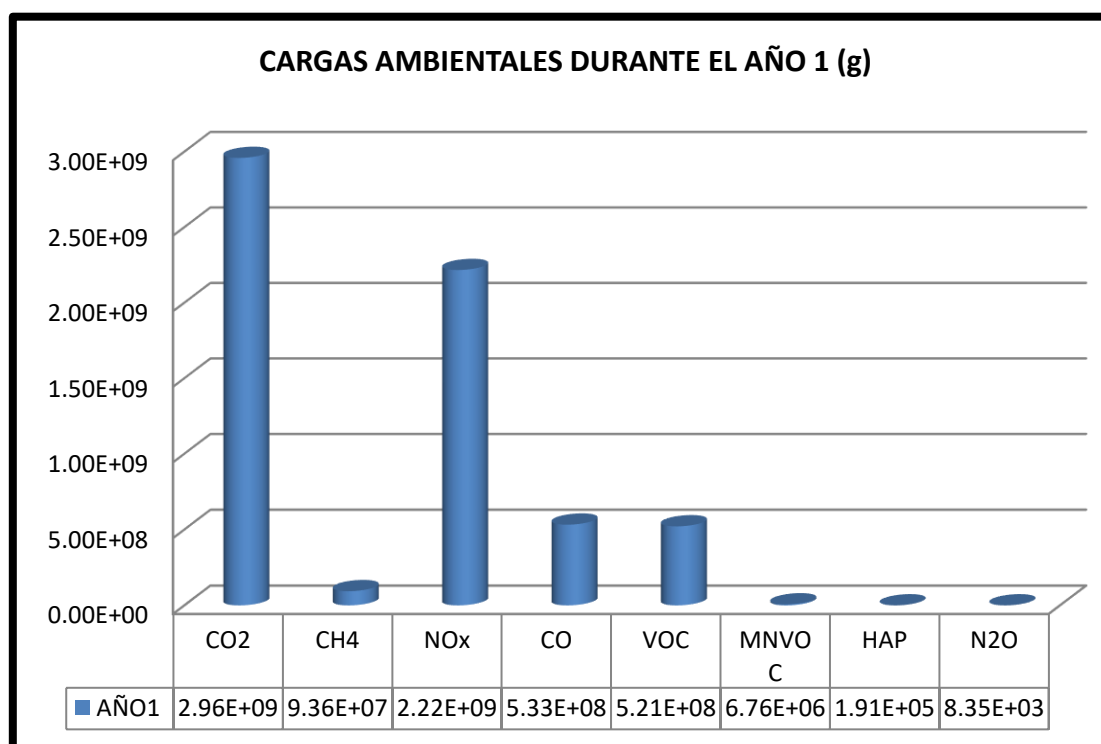


Figura 21. Cargas Ambientales durante el año 1.

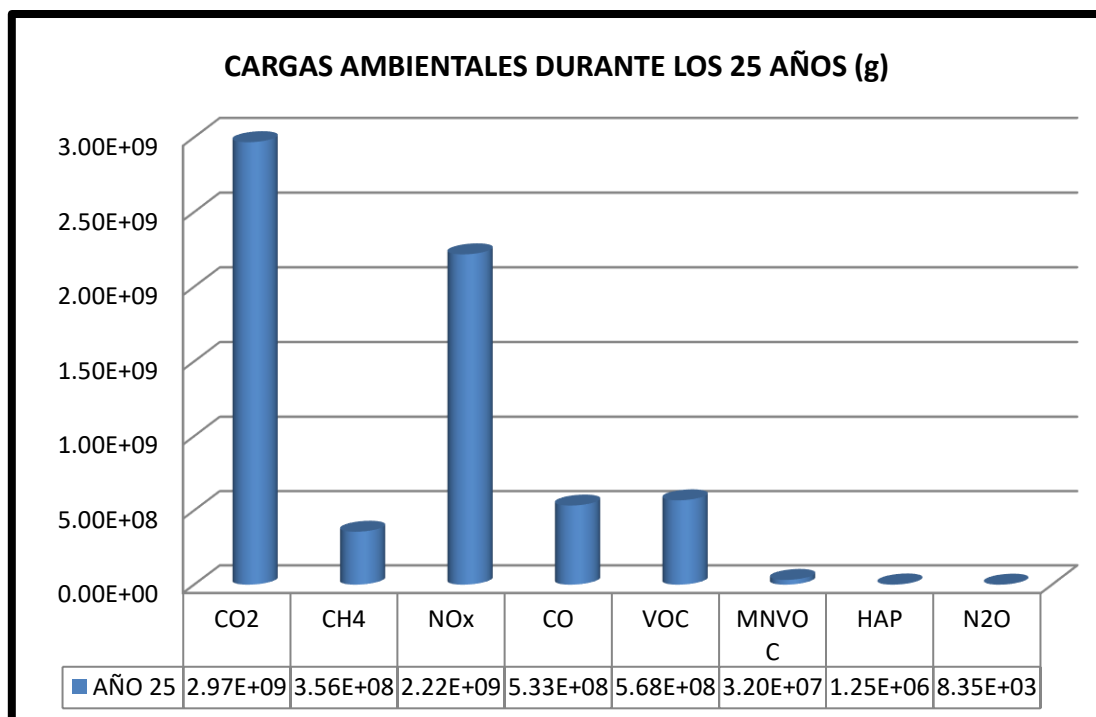


Figura 22. Cargas Ambientales durante los 25 años de vida del pozo.

❖ Representación gráfica de Cargas Ambientales por Contaminante.

Se representa en gráficas circulares las cargas ambientales por contaminante que se generan en las distintas etapas de fracking. Para estas gráficas solo se tienen en cuenta las cargas ambientales de la vida útil del pozo, es decir, del año 25.

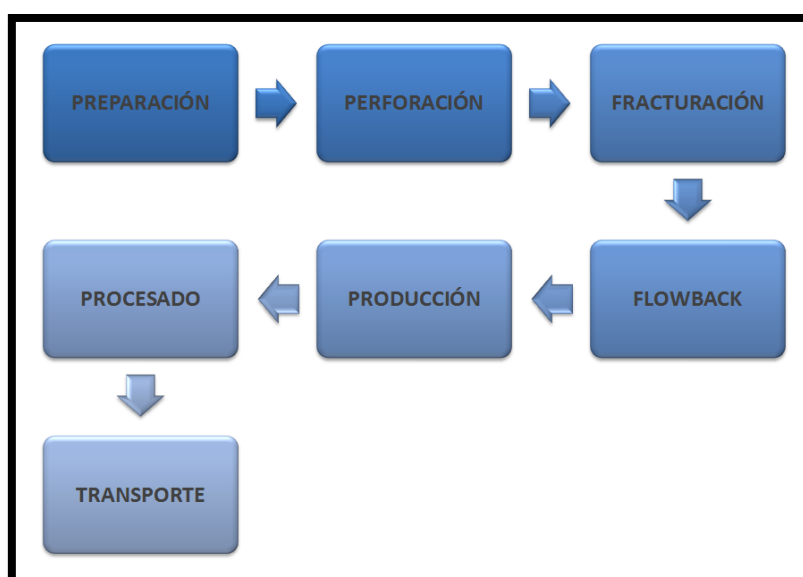


Figura 23. Esquema de las etapas de fracking.

Por tanto, en las gráficas se representarán los valores medios de las cargas ambientales generadas durante la vida útil del pozo, que son 25 años.

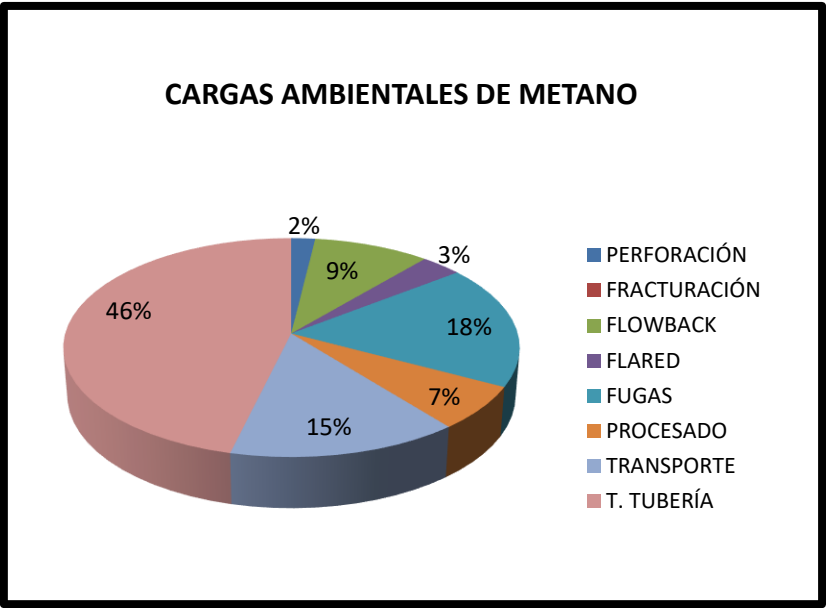


Figura 24. Cargas Ambientales de Metano (CH₄), año 25.

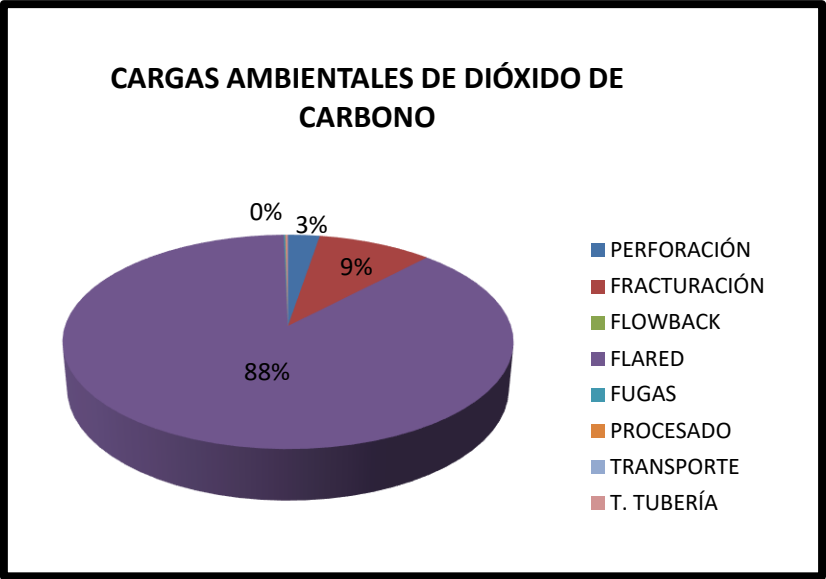


Figura 25. Cargas Ambientales de Dióxido de Carbono (CO₂), año 25.

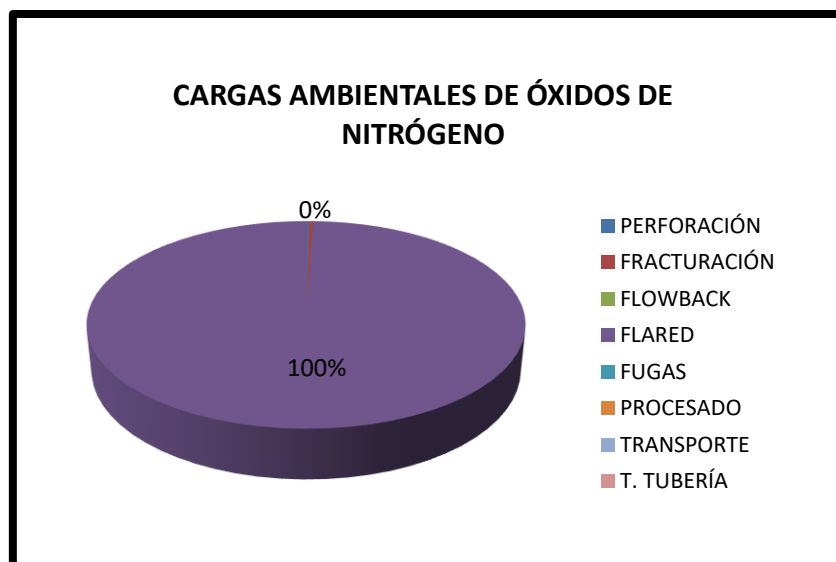


Figura 26. Cargas Ambientales de Óxidos de Nitrógeno (NOx), año 25.

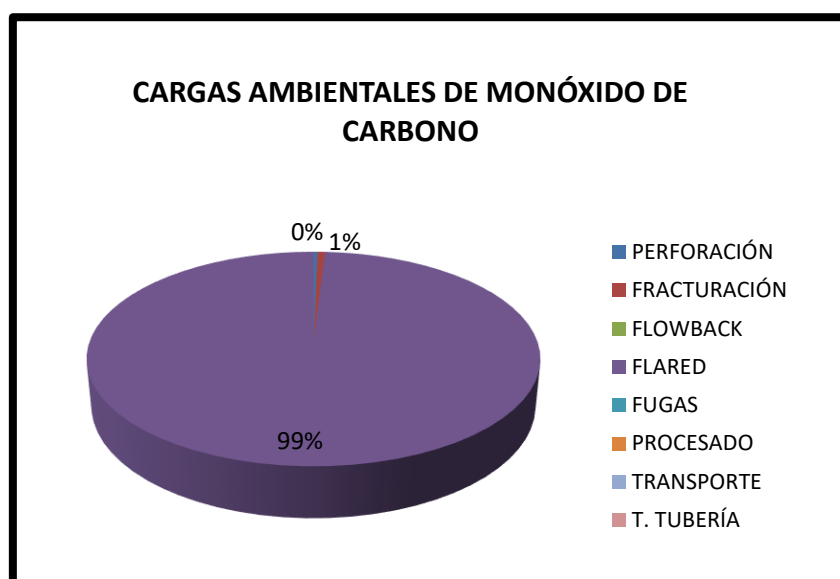


Figura 27. Cargas Ambientales de Monóxido de Carbono (CO), año 25.

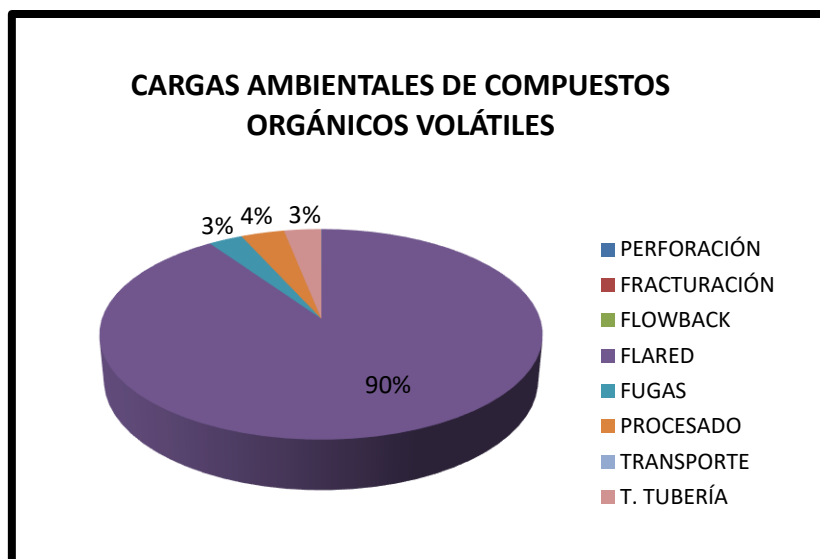


Figura 28. Cargas Ambientales de Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC), año 25.

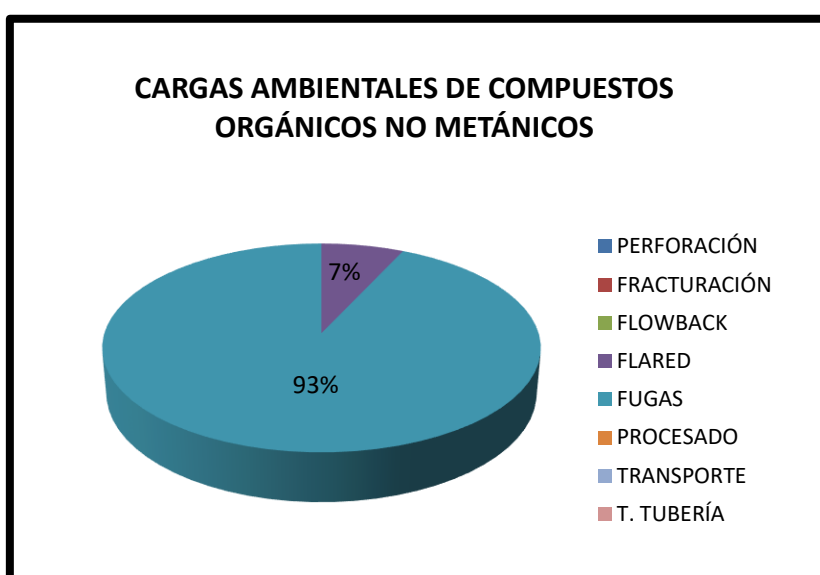


Figura 29. Cargas Ambientales de Compuestos Orgánicos no Metánicos (NMVOC), año 25.

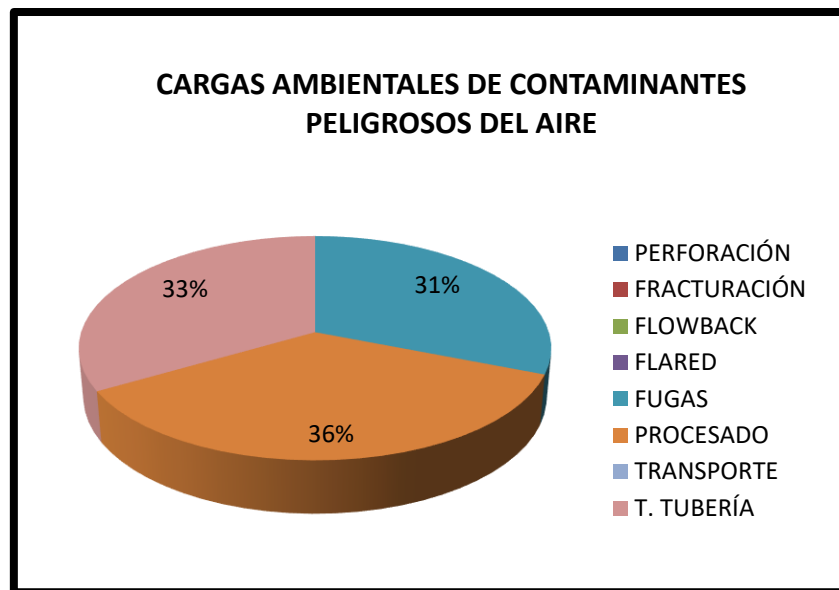


Figura 30. Cargas Ambientales de Contaminantes Peligrosos del Aire (HAP), año 25.

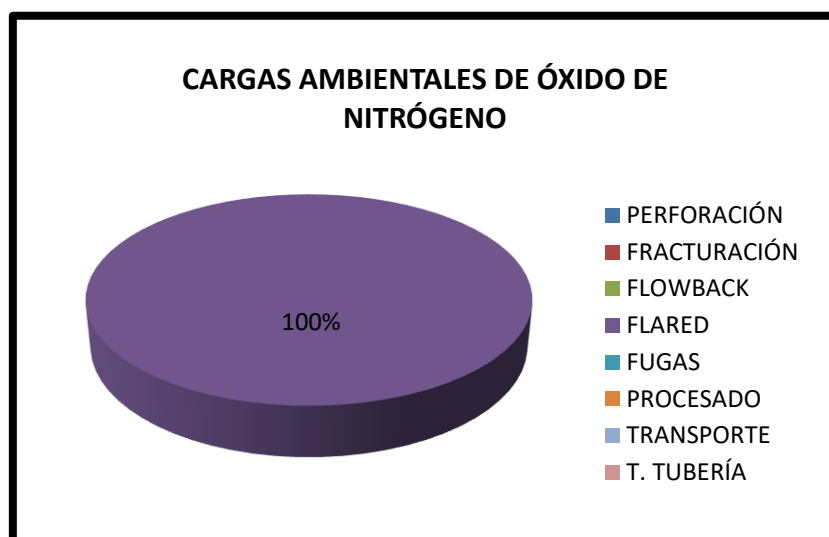


Figura 29. Cargas Ambientales de Óxido de Nitrógeno (N_2O), año 25.

3.2 Afección al Cambio Climático.

3.2.1 Gases de Efecto Invernadero (cálculo de CO_{2e}).

❖ Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Los gases de efecto invernadero son constituyentes gaseosos que se acumulan en la atmósfera terrestre y absorben la radiación infrarroja del sol generando el aumento de

calor en la Tierra y reducción de la velocidad de emisión al espacio. Se diferencian por su capacidad de absorción de energía, conocida como “eficiencia radiativa” y el periodo de permanencia en la atmósfera que puede ser desde unos pocos años a miles de años, conocido como “vida útil”.

Al planeta Tierra llega radiación solar de longitud de onda larga que luego se irradia en longitud de onda corta, se irradia por la superficie de la Tierra, las nubes y la atmósfera. Una parte se irradia al espacio, concretamente $\frac{1}{3}$, y el resto se absorbe en las capas de la Tierra: Hidrosfera, litosfera y atmósfera; son de tipo infrarrojos, es decir, que desprenden calor y además son absorbidos por algunos GEI. [16] [25]

Los GEI son de origen natural y antropogénica, es decir, que son emitidos por actividades humanas como: aumento de la demanda energética, la producción agrícola y ganadera intensiva e incremento del uso de combustibles fósiles. Son fundamentales en el planeta, ya que, su presencia contribuye a incrementar la temperatura del aire cercano al suelo, manteniendo la temperatura media del planeta en unos 15°C , lo que permite la vida en la Tierra, de lo contrario la temperatura sería de unos -18°C .

El aumento de la concentración de los GEI además de incrementar la temperatura media global de la Tierra ocasionando el Calentamiento Global, es uno de los factores que genera el Cambio Climático, produciendo alteraciones del clima en la Tierra como los fenómenos meteorológicos a gran escala.

Los principales gases de efecto invernadero son: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), vapor de agua, óxido nitroso (N_2O), ozono troposférico (O_3), hexafluoruro de azufre (SF_6), clorofluorocarburos (CFC), hidrofluorocarburos (HFC's), perfluorocarburos (PFC). [27]

❖ **Potencial de Calentamiento Global (GWP)**

Según la EPA [27] el Potencial de Calentamiento Global, GWP, (Global Warming Potential) *“es una medida de cuánta energía absorberán las emisiones de 1 tonelada de un gas durante un periodo de tiempo dado, en relación con las emisiones de 1 tonelada de dióxido de carbono (CO_2)”*.

El GWP ha sido desarrollado para valorar y comparar los impactos del cambio climático de emisiones de gases de efecto invernadero y expresarlo en una unidad de medida común que es la unidad equivalente de dióxido de carbono (CO_{2e}), de esta manera se puede estudiar estrategias de reducción de emisiones de gases en diferentes sectores.

El IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático) publica el valor del GWP para periodos de 20 años y 100 años, siendo este último el más empleado. Los gases de efecto invernadero con bajo tiempo de vida, dentro del periodo de 20 años, suelen tener un GWP alto lo que significa que absorben más ocasionando el incremento del calentamiento global. [27]

- *Dióxido de carbono (CO₂)*: es el gas usado como referencia y tiene un GWP de 1 independiente de su vida útil.
- *Metano (CH₄)*: las emisiones tienen una duración menor que el CO₂, sin embargo, el efecto de la vida corta se refleja en el alto valor de GWP.
- *Óxido nitroso (N₂O)*: tiene un GWP muy superior al dióxido de carbono y las emisiones permanecen aproximadamente un periodo de 100 años.
- Los *clorofluorocarburos (CFC)*, *perfluorocarburos (PFC)*, *hidrofluorocarburos (HFC's)* y el *hexafluoruro de azufre (SF₆)*, suelen tener alto GWP porque absorban más calor que el dióxido de carbono para una misma cantidad de masa.

Tabla 16. Valores de GWP para CO₂, CH₄ y N₂O. (Fuente: [26])

Gas	GWP (Global warming potential)	
	20 años	100 años
CO ₂	1	1
CH ₄	84	28
N ₂ O	264	265

Las emisiones de dióxido de carbono equivalente en Cantabria para el año 2015 fueron 5478 kt o lo que es lo mismo 5478000 t de CO_{2e} [12]. Proceden en mayor porcentaje de las actividades difusas (no sujetas al comercio de derechos de emisión) y en menor porcentaje de las actividades ETS (sujetas al comercio de derechos de emisión).

El dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) de un pozo se calcula a partir de las cargas ambientales de CO₂, CH₄, N₂O generadas durante la vida útil del pozo (25 años) y multiplicado por su correspondiente potencial de calentamiento global. Dando como resultado un total de $1,29 \cdot 10^4$ t CO_{2e}. (Anexo III)

A continuación, se multiplica por el valor de la producción durante la vida útil del pozo que es $3,28 \cdot 10^9$ fc y se obtiene unas emisiones de $4,24 \cdot 10^{13}$ t CO_{2e} en un pozo.

Se sabe que en Cantabria hay 9 permisos para el desarrollo de fracking y en cada uno se perforan una media de 300 pozos, siendo $1,27 \cdot 10^{16}$ t CO_{2e} las emisiones para 1 permiso y $1,15 \cdot 10^{17}$ t CO_{2e} para 9 permisos.

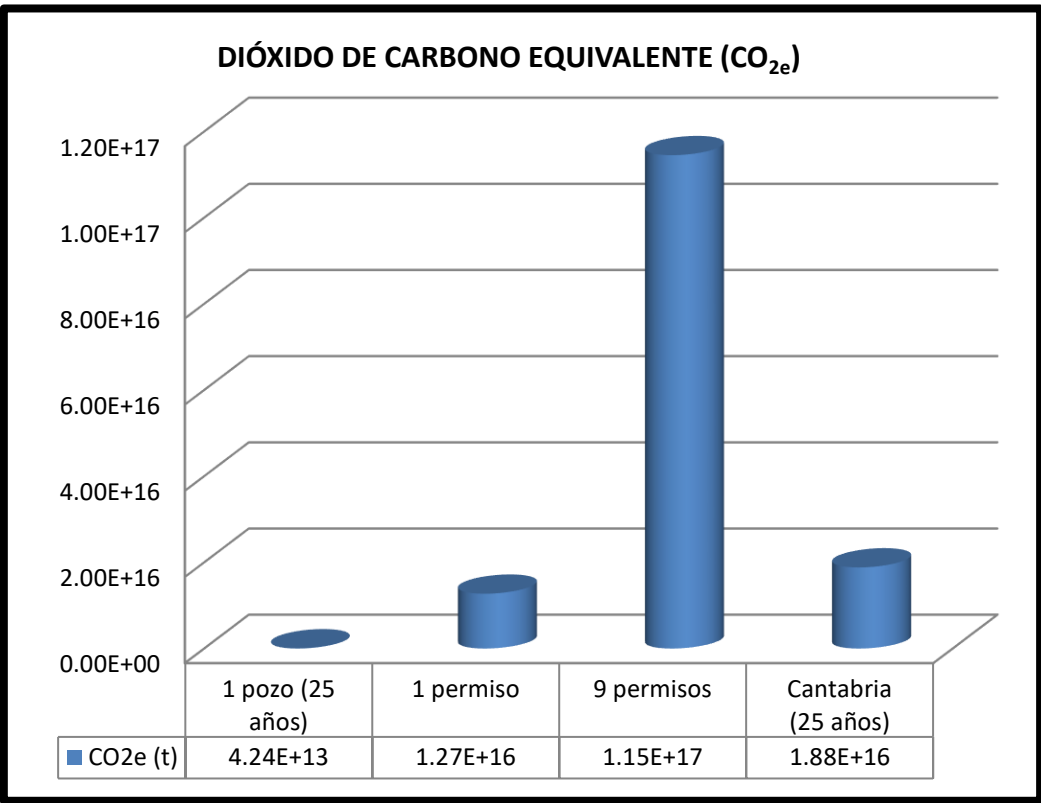


Figura 310. Comparación de las emisiones de dióxido de carbono equivalente en Cantabria.

4. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las cargas ambientales totales generadas por los contaminantes durante el año 1 y durante todo el ciclo de vida del pozo de 25 años, el principal contaminante para ambos casos es el dióxido de carbono (CO_2), seguido de los óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (VOC), monóxido de carbono (CO) y metano (CH_4).

Durante el primer año se debe principalmente a las etapas de flowback, perforación y fracturación, ya que, en estas se emplea maquinaria que funciona con combustible diésel y cuya combustión ocasiona la emisión atmosférica del gas contaminante, entre la maquinaria podemos mencionar las plataformas de perforación y bombas de fracturación accionados con motores diésel.

Y a lo largo de la vida útil del pozo (25 años) se debe al aumento de equipos accionados con combustible diésel como compresores, bombas y deshidratadores y también a las emisiones por fugas de acumulación de contaminantes ocasionados a través de válvulas, conectores, bridas y más dispositivos empleados en las distintas etapas. Dando lugar a un aumento de la cantidad de cargas ambientales.

La cantidad de metano es mayor a lo largo de la vida del pozo, debido a que es el gas que en mayor cantidad se encuentra en la formación geológica, por lo que presenta un alto riesgo de emisión por fugas.

Respecto a las cargas ambientales por contaminante generadas en las distintas etapas de fracking durante la vida útil del pozo de 25 años, se puede decir:

- *Metano (CH_4)*, se genera mayormente durante el transporte por tubería con un 46%, debido a fugas a través de tuberías, fallos en la unión de tuberías, mala instalación o falta de mantenimiento adecuado. También, se producen emisiones en la producción (18%), transporte (15%), flowback (9%) y procesado (7%) y en menor proporción en la quema en antorcha (3%) y perforación (2%), debido a las pérdidas acumulativas del contaminante a través de válvulas,

bridas, conectores, entre otros equipos se puede mencionar los tanques de condensado del flowback, cuyas emisiones de metano son significativas.

- *Dióxido de carbono (CO_2)*, las mayores cargas se producen en las primeras etapas, perforación (3%), fracturación (9%) y quema en antorcha (88%), debido a la quema de combustible en equipos que funcionan con diésel como bombas de alta potencia, grúas, excavadoras, mezcladores y licuadoras.
- *Óxidos de nitrógeno (NO_x), óxido de nitrógeno (N_2O), monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (VOC)*, se generan principalmente en la quema en antorcha con un 100%, 100%, 99% y un 90% respectivamente.

Aunque la quema en antorcha tiene una eficacia aproximada del 95% se siguen generando contaminantes atmosféricos. Además, los compresores empleados generan monóxido de carbono. Los compuestos orgánicos volátiles, se generan también en el procesado, fugas de producción y transporte por tubería.

- *Compuestos orgánicos no metánicos ($MNVOC$)*, se generan el 93% en la etapa de fugas de producción y el 7% en la quema en antorcha. Y los *contaminantes peligrosos del aire (HAP)* están presentes en el procesado, transporte por tubería y fugas de producción con un 36%, 33% y 31% respectivamente. Debido a la pérdida o fugas de los contaminantes a través de los equipos empleados.

El dióxido de carbono equivalente emitido por un pozo durante 25 años es $4,24 \cdot 10^{13} t$, sin embargo, en el desarrollo de la técnica se perfora más de un pozo (300 pozos) y además se conceden varios permisos aumentando las emisiones a $1,15 \cdot 10^{17} t CO_{2e}$ (9 permisos), estas emisiones superan las registradas en Cantabria $1,88 \cdot 10^{16} t CO_{2e}$.

❖ Recomendaciones

En caso de llevar a cabo el desarrollo de fracking se debería incrementar las medidas anticontaminación para reducir las emisiones de los contaminantes principalmente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), entre ellas:

- Sustituir los motores alimentados con combustible por motores eléctricos o por motores más eficientes que contaminen menos.
- Aumentar el empleo de programas que detectan y reparan las fugas de contaminantes a través de los equipos utilizados.
- Utilizar equipos más modernos y con mayor eficiencia para evitar o reducir las posibles emisiones atmosféricas.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] AACOG Natural Resources and Transportation Department. Oil and Gas Emission Inventory, Eagle Ford Shale. *Alamo Area Council of Governments*, 2013.
- [2] AL Armendariz, Ph D. Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements. *Department of Environmental and Civil Engineering Southern Methodist University*, Dallas 2009.
- [3] Álvarez Pelegry, E y Suárez Diez, C. (2016). *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Madrid: Marcial Pons
- [4] ANIRBAN A. R., et al. Air pollutant emissions from the development, production, and processing of Marcellus Shale natural gas. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 2014, volumen 64, no. 1, pp. 19-37.
- [5] BRAVO, V. Una opinión sobre el fracking. *Fundación Bariloche. Departamento de Economía Energética*, 2013.
- [6] BRODERICK, J., et al. Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. *Tyndall Centre for Climate Change Research, University of Manchester*, 2011.
- [7] BROOMFIELD, M. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. *European Comission DG Clima*, 2012.
- [8] CÁMARA RASCÓN, A., et al. Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro. *Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas*, 2013.
- [9] CARBAJO, A., et al. Documento Inicial. Sondeo Exploratorio Luena Profundo -1. *United Research Services S.L. (URS)*, 2013.
- [10] Comisión Europea (s.d). Recuperado de: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es

- [11] CRIADO RISCO, JAVIER (2015) Estudio de las tecnologías para la recuperación de Shale gas. Departamento de energía y combustibles, Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía.
- [12] Estrategia de acción frente al cambio climático de Cantabria 2018-2030. *Gobierno de Cantabria*, 2018.
- [13] FERNÁNDEZ FERRERAS, José Antonio (2014). Hydraulic fracking sustainability assessment: case of study Iruña. Cantabria: departamento de Ingenierías Química y Biomolecular, Universidad de Cantabria.
- [14] FORSTER, D. (AEA), et al. Climate Impact of Potential Shale Gas Production in the UE. *European Commission DG Clima*, 2012.
- [15] GLANCY, R., et al. Quantifying Fugitive Emission Factors from Unconventional Natural Gas Production Using IPCC Methodologies. *Institute for Global Environmental Strategies*, 2013.
- [16] *Gobierno de Cantabria. Consejería de Universidades e Investigación, Medio Ambiente y Política Social*. Recuperado de: <http://www.cambioclimaticocantabria.es/>
- [17] *Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica*. Recuperado de: <http://www.prtr-es.es/conozca/Sustancias-contaminantes-1026062012.html#top>
- [18] *Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica*. Recuperado de: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/>
- [19] GRACIA GUZMÁN, R. *La fractura hidráulica y el proyecto Hidráulico Monterrey VI; un daño irreversible al medio ambiente*. Volumen 6, pp. 138-149, 2016. Recuperado de <http://revista.ibd.senado.gob.mx/index.php/PluralidadyConsenso/article/view/333>
- [20] HEALY, D. Hydraulic Fracturing or 'Fracking': A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts, 2012.
- [21] LECHTENBÖHMER, S., et al. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. *European Parliament's Committee on Environment, Public Health and Food Safety*, 2011.

- [22] MEYER, L., et al. Climate Change 2014: Synthesis Report. *Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2014.
- [23] O’SULLIVAN F., et al. Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental Research Letters*, 2012.
- [24] Stationary Internal Combustion Sources, sección 3.3.
- [25] TROTTIER, S., et al. Understanding the Changes to Global Warming Potential (GWP) Values. *Ecometrica*, 2015. Recuperado de: <https://ecometrica.com/assets/Understanding-the-Changes-to-GWPs.pdf>
- [26] T. T., et al. Global Warming Potential Values (AR5). *Greenhouse Gas Protocol*, 2014, pp. 2-5.
- [27] *United States Environmental Protection Agency*. Recuperado de: <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>
- [28] UWE R. Fritsche., et al. Comparison of GHG emissions from unconventional natural gas (“fracking”) in key studies. *ExxonMobil Production Germany*, 2014.
- [29] VADILLO FERNÁNDEZ, L., et al. Abordando los retos ambientales del gas de pizarra y la fracturación hidráulica. *Instituto Geológico y Minero de España*, 2016, volumen 4. pp. 775-789.
- [30] WANG, Q., et al. Natural gas from shale formation - the evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, volumen 30, pp. 1-28.
- [31] WEIJERMARS, R. Economic appraisal of Shale gas plays in Continental Europe. *Applied Energy*, 2013, volumen 106, pp. 100-115.
- [32] WINKLER, H., et al. Chapter 3: Air Quality and Greenhouse Gas Emissions. Second Order Draft for Stakeholder Comment, 2016.
- [33] W. R., Howarth, et al. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Department of Ecology and Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca*, 2011, volume 106, no. 4, pp. 679-690.

6. NOMENCLATURA DE UNIDADES

Bar: Bares. Unidad de presión

BTU: British Thermal Unit. Unidad de energía.

Cf: Cubit Feet o Pie Cúbico. Unidad de volumen.

Hr: Horas. Unidad de tiempo.

Hp: Horsepower o Caballo de Potencia. Unidad de fuerza/potencia.

Lb: Libra. Unidad de masa.

mD: Milidarcy. Unidad de permeabilidad.

Tabla 17. Equivalencia de unidades.

Equivalencia de unidades	
1 BTU	1055,056 J = 257 cal
1000 cf	28,3 m ³
1 hp	746 W = 0,746 kW
1 lb	453,592 g = 0,453 kg
1 MMBTU	1000 cf
1Bcf	10 ⁹ cf
1 MM	10 ⁶
1 hp	0,076 bhp

7. ANEXOS

ANEXO I.

➤ ETAPA DE FLUIDO DE RETORNO O FLOWBACK.

Tabla 18. Aditivos químicos usados en el fluido de fractura.

Aditivos químicos	
Ácidos (ácido clorhídrico)	Reductores de fricción (sulfato amónico)
Estabilizadores de arcilla	Antioxidante (bisulfito de amonio)
Bactericidas/biocidas (glutaaldehído)	Controladores de hierro (ácido cítrico)
Inhibidores de corrosión	Disolventes y Surfactantes
Reductores de viscosidad	Tensioactivos

Tabla 19. Fuentes de agua y tipos de propano para el fluido de fractura.

Agua	Agente sostén/propano
10000 – 20000 m ³	Arena (contiene sílice)
Ríos, lagos, acuíferos, agua salobre	Arena resinada
Recursos híbridos y privados	Cerámicas artificiales

En las siguientes tablas se muestra algunos de los componentes presentes en el yacimiento que pueden formar parte del flowback y la cantidad del elemento radio que se ha encontrado en el agua de retorno de algunos pozos productores.

Tabla 20. Componentes presentes en el fluido de retorno. (Fuente: [29])

	YACIMIENTO		
CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	Radio	Cobalto	Mercurio
	Uranio	Níquel	Molibdeno
	Torio	Ácido sulfúrico SH ₂	
CONSTITUYENTES ORGÁNICOS	Metano	n-Butano	
	Etano	Nitrógeno	
	Propano	Dióxido de carbono	

BACTERIAS	Bacterias sulfato-reductoras
------------------	------------------------------

Tabla 21. Cantidad de radio en el fluido de retorno. (Fuente: [29])

COMPONENTE	FLOWBACK	
RADIO	74-6540 pCi/L	Marcellus Shale, EEUU
	20-500 pCi/L	Woodford Shale, EEUU
	5.4-2432 pCi/L	Bowland Shale, UK

ANEXO II

A continuación, se muestran las tablas con los factores de emisión de las etapas de perforación y fracturación, con sus correspondientes datos de potencia, tiempo y número de unidades del equipo que no se han puesto en las tablas mostradas en el apartado 2.1.2 Contaminantes y factores de emisión por etapas.

➤ ETAPA DE PERFORACIÓN

Tabla 22. Factores de emisión y datos de la perforación. (Fuente: [1])

Datos	CO	NOx	VOC
3 unidades 1476 hp 504 hr	2,61 g/hp-hr	4,77 g/hp-hr	0,0145 g/hp-hr
1 unidad 3605 hp 1500 hr	5 g/bhp-hr	8 g/bhp-hr	1 g/bhp-hr
1 unidad 2100 hp 288 hr	0,00570 lb/hp-hr	0,00900 lb/hp-hr	0,00033 lb/hp-hr

Con los datos y factores de emisión de la tabla 22 se calcula las cargas ambientales para cada contaminante y también se calcula las medias, valores de cada contaminante con los que se va a trabajar en los cálculos posteriores.

Tabla 23. Cargas ambientales calculados para la perforación.

	CO (g)	NOx (g)	VOC (g)
	5.82E6	1.06E7	3.24E4
	2.05E6	3.29E6	4.11E5
	1.56E6	2.47E6	9.05E4
Suma	9.44E6	1.64E7	5.34E5
Media	3.15E6	5.47E6	1.78E5

En el informe de Armendariz [2] se dan los datos de la potencia, factor de carga y tiempo para la etapa de perforación y explica que teniendo en cuenta los factores de emisión que establece la EPA [34] para cada contaminante podemos calcular las cargas ambientales generadas en el yacimiento Barnett Shale.

Tabla 24. Datos obtenidos para el cálculo de los factores de emisión. (Fuente: [2])

Potencia	1000 hp
Factor de carga	0,5 (50%)
Tiempo	25 días
Tiempo	12 horas/día

Tabla 25. Factores de emisión para motores industriales diésel no controlados. (Fuente: [24])

CO	$6,68 \cdot 10^{-3}$ lb/hp-hr
NOx	0.031 lb/hp-hr
CO ₂	1.15 lb/hp-hr

Tabla 26. Factores de emisión obtenidos a partir de las tablas anteriores.

CO (g)	NOx (g)	CO ₂ (g)
4.54E5	2.11E6	7.82E7

➤ ETAPA DE FRACTURACIÓN

En esta etapa se sigue los mismos pasos que en la etapa de perforación.

Tabla 27. Factores de emisión y datos de la fracturación. (Fuente: [1])

	CO	NOx	VOC
12 unidades 2250 hp 120h	2,61 gr/hp-hp	4,77 gr/hp-hp	-
1 unidad 1000 hp 54h	5 gr/bhp-hp	8 gr/bhp-hp	1 gr/bhp-hp

Tabla 28. Cargas ambientales calculados para la fracturación.

	CO	NO x	VOC
	8.46E6	1.55E7	
	2.05E4	3.28E4	4.10E3
Suma	8.48E6	1.55E7	4.10E3
Media	4.24E6	7.74E6	4.10E3

Tabla 29. Datos obtenidos para el cálculo de los factores de emisión. (Fuente: [2])

Potencia	20000hp
Factor de carga	0.5 (50%)
Tiempo	4.5 días
Tiempo	12 horas/día

Tabla 30. Factores de emisión para motores industriales diésel no controlados. (Fuente: [24])

CO	$6,68 \cdot 10^{-3}$ lb/hp-hr
NO _x	0.031 lb/hp-hr
CO ₂	1.15 lb/hp-hr

Tabla 31. Factores de emisión obtenidos a partir de las tablas anteriores.

CO (g)	NO _x (g)	CO ₂ (g)
1.64E6	7.59E6	2.82E8

Finalmente se obtienen las cargas ambientales para las etapas de perforación y fracturación. Con estos valores se va a trabajar en adelante.

Tabla 32. Tabla resumen de las cargas ambientales calculadas para la perforación y fracturación.

	CO (g)		NO _x (g)		VOC (g)	CO ₂ (g)
Perforación	3.15E6	4.54E5	5.47E6	2.11E6	1.78E5	7.82E7
Fracturación	4.24E6	1.64E6	7.74E6	7.59E6	4.10E3	2.82E8

Las siguientes tablas muestra los factores de emisión que se ha encontrado a partir de la búsqueda bibliográfica, estos valores se muestran tal y como se mencionan en los informes y reportes a partir de los cuales se ha sacado, por ello, cada valor tiene su propia unidad de representación.

Tabla 33. Factores de emisión en todas las etapas de fracking.

	CH ₄			NO _x		N ₂ O	HAP
Perforación	0.33 % ^a						
Fracturación							
Flowback	1.6 % ^{a,d}						
Vented		5.80E-3 ^c Gg/10 ⁶ m ³					
Flared		2E-4 ^c Gg/10 ⁶ m ³		2.90 ^b lb/MMBTU	6.80E-2 ^b lb/MMBTU	9E-8 ^c Gg/10 ⁶ m ³	
Fugas	1.1 % ^{a,d}	1.34E-3 ^c Gg/10 ⁶ m ³	99 ^e lbs/MMcf				0.26 ^e lbs/MMcf
Procesado	0.19 % ^{a,d}	45 ^e lbs/MMcf					0.3 ^e lbs/MMcf
Transporte	2.5 % ^{a,d}						
T. Tubería		1.75E2 ^e lbs/MMcf					0.28 ^e lbs/MMcf

a-fuente: [28], b-fuente: [1], c-fuente: [15], d-fuente: [33], e-fuente: [2].

Tabla 34. Factores de emisión en todas las etapas de fracking.

	VOC		MNVOC	CO		CO ₂	
Perforación							
Fracturación							
Flowback							
Vented			7.80E-4 ^c Gg/10 ⁶ m ³			2.50E-4 ^c Gg/10 ⁶ m ³	
Flared	5.50E-1 ^b lbs/MMBTU	1.40E-1 ^b lbs/MMBTU	2.40E-5 ^c Gg/10 ⁶ m ³	3.40E-1 ^b lbs/MMBTU	3.70E-1 ^b lbs/MMBTU	2.80E-2 ^c Gg/10 ⁶ m ³	
Fugas	11 ^{b,e} lbs/MMcf		3.21E-4 ^c Gg/10 ⁶ m ³			4.80E-5 ^c Gg/10 ⁶ m ³	1.9 ^e lbs/MMcf
Procesado	14 ^e lbs/MMcf					1 ^e lbs/MMcf	
Transporte							
T. Tubería	12 ^e lbs/MMcf					3.3 ^e lbs/MMcf	

b-fuente: [1], c-fuente: [15], e-fuente: [2].

ANEXO III

Cálculos del dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}):

Se multiplica la suma de la carga ambiental de dióxido de carbono por el potencial de calentamiento global del mismo que en este caso es 1, se hace el mismo cálculo con el metano (CH₄) y el óxido de nitrógeno (N₂O). A continuación, se suman los productos y se obtiene de esta forma el dióxido de carbono equivalente en gramos y en toneladas.

Tabla 35. Cálculo del dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) en un pozo.

	Suma Total	GWP	CO _{2e} (g)	CO _{2e} (t)
CO ₂	2.97E9	1	2.97E9	2.97E3
CH ₄	3.56E8	28	9.98E9	9.98E3
N ₂ O	8.35E3	265	2.21E6	2.21
Suma			1.29E10	1.29E4

Este valor de dióxido de carbono equivalente se multiplica por el valor de la producción durante la vida útil del pozo que es $3,28 \cdot 10^9$ fc y se obtiene las emisiones de CO_{2e} en un pozo.

$$1,29 \cdot 10^4 * 3,28 \cdot 10^9 = 4,24 \cdot 10^{13} \text{ t CO}_{2e}$$

Puesto que en Cantabria hay 9 permisos para el fracking y en cada permiso se perforan una media de 300 pozos, se calculan las emisiones:

- Cálculo del CO_{2e} para 1 permiso con 300 pozos y para 9 permisos:

$$1,29 \cdot 10^4 * 3,28 \cdot 10^9 * 300 = 1,27 \cdot 10^{16} \text{ CO}_{2e}$$

- Cálculo del CO_{2e} para 9 permisos con 300 pozos cada uno:

$$1,29 \cdot 10^4 * 3,28 \cdot 10^9 * 300 * 9 = 1,15 \cdot 10^{17} \text{ CO}_{2e}$$